

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ, МОЛОДІ ТА СПОРТУ УКРАЇНИ  
ХАРКІВСЬКА НАЦІОНАЛЬНА АКАДЕМІЯ  
МІСЬКОГО ГОСПОДАРСТВА**

**В. Х. Далека, В. К. Нем, В. І. Скуріхін**

## **ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОГО ТРАНСПОРТУ**

*Рекомендовано*

*Міністерством освіти і науки, молоді та спорту України  
як навчальний посібник напряму підготовки «Електромеханіка»  
для студентів вищих навчальних закладів*



**Харків  
ХНАМГ  
2012**

УДК 629.43:621.33 (075)  
ББК 39.8я73-6+31.19я73-6  
Д15

***Рецензенти:***

- Л. В. Акімов* – доктор технічних наук, професор кафедри «Електромеханічних систем» (Харківський національний технічний університет «ХПІ»);
- Я. В. Щербак* – доктор технічних наук, професор, завідувач кафедри «Систем електричної тяги» (Українська державна академія залізничного транспорту);
- О. М. Ларін* – доктор технічних наук, професор, начальник кафедри Інженерної та аварійно-рятувальної техніки Національного університету цивільного захисту України

*Рекомендовано Міністерством освіти і науки, молоді та спорту України  
(Лист № 1/11-3161 від 06.03.2012 р.)*

**Далека В. Х.**

Д15 Електропостачання електричного транспорту: навч. посіб. / В. Х. Далека, В. К. Нем, В. І. Скуріхін; Харк. нац. акад. міськ. госп-ва. – Х.: ХНАМГ, 2012. – 168 с.

ISBN 978-966-695-157-4

У даному навчальному посібнику наведено матеріал розрахований на студентів і магістрів електромеханічних спеціальностей, слухачів навчальних закладів з наданням другої вищої технічної освіти в галузі транспорту, аспірантів, працівників підприємств, а також спеціалістів, які бажають поглиблювати свої знання з конструкції, теорії і розрахунку механічної та електричної частин систем електропостачання міського електротранспорту.

УДК 629.43:621.33 (075)  
ББК 39.8я73-6+31.19я73-6

ISBN 978-966-695-157-4

© В.Х. Далека, 2012  
© ХНАМГ, 2012

## Зміст

ВСТУП.....	6
ОСНОВНІ ТЕРМІНИ Й ВИЗНАЧЕННЯ .....	7
РОЗДІЛ 1. СХЕМИ ЗОВНІШНЬОГО Й ВНУТРІШНЬОГО ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОГО ТРАНСПОРТУ.....	11
1.1. Загальна схема електропостачання.....	11
1.2. Схеми внутрішнього електропостачання.....	13
1.3. Схеми внутрішнього електропостачання одноколійної ділянки....	15
1.4. Централізований і децентралізований способи електропостачання	15
1.5. Схеми зовнішнього електропостачання.....	16
РОЗДІЛ 2. КОНТАКТНІ МЕРЕЖІ ЕЛЕКТРИЧНОГО ТРАНСПОРТУ.....	19
2.1. Поняття «контактна мережа сіть » .....	19
2.2. Типи підвісок.....	19
2.2.1. Проста контактна підвіска.....	19
2.2.2. Маятникова підвіска.....	21
2.2.3. Вантажна компенсація.....	23
2.2.4. Подовжньо-ланцюгова цепна  підвіска.....	25
2.2.5. Трасування контактної мережі сіті  рейкового транспорту	26
2.3. Матеріали й підвісна арматура контактної мережі.....	27
2.3.1. Контактні проводи.....	27
2.3.2. Троси й підсилюючі проводи.....	29
2.3.3. Ізолятори.....	31
2.3.4. Затискачі контактної мережі.....	32
2.3.5. Підвісна арматура.....	37
2.4. Спецчастини.....	39
2.4.1. Секційні ізолятори.....	39
2.4.2. Шумоглушники.....	40
2.4.3. Температурний гвинт.....	40
2.4.4. Перетини контактної мережі .....	41
2.4.5. Криві утримувачі.....	42
РОЗДІЛ 3. МЕХАНІЧНІ РОЗРАХУНКИ ПРОСТОЇ І ЛАНЦЮГОВОЇ ПІДВІСОК.....	44
3.1. Розрахунок полігону.....	44
3.2. Визначення довжини хорди на криволінійних ділянках трамвайної мережі.....	45
3.3. Визначення довжини хорди на криволінійних ділянках руху тролейбуса.....	46
3.4. Взаємодія контактного проводу і струмоприймача.....	47

РОЗДІЛ 4. РОЗРАХУНКИ НАВАНТАЖЕННЯ КОНТАКТНИХ ПІДВІСОК.....	52
4.1. Розрахункові режими і навантаження на контактні проводи.....	52
4.1.1. Метеорологічні чинники.....	52
4.1.2. Розрахункові навантаження і режими.....	54
4.2. Розрахунок простої підвіски.....	55
4.2.1. Розрахунок маятникової системи.....	57
4.3. Розрахунок ланцюгової цепної  підвіски.....	59
4.4. Розрахунок підтримуючих і опорних пристроїв.....	61
4.4.1. Загальні спільні  положення.....	61
4.4.2. Розрахунок простої гнучкої поперечини.....	62
4.4.3. Розрахунок фіксуючого троса.....	64
РОЗДІЛ 5. ЕЛЕКТРИЧНІ РОЗРАХУНКИ ТЯГОВОЇ МЕРЕЖІ.....	66
5.1. Постановка завдань задач  і принципи розрахунку тягової мережі...	66
5.2. Задачі електричних розрахунків тягової мережі.....	68
5.3. Режими роботи тягової мережі .....	70
5.4. Основні розрахункові величини, які характеризують роботу системи електропостачання.....	72
5.5. Основні параметри тягових мереж.....	79
5.5.1. Опори елементів тягової мережі.....	79
5.5.2. Живильні лінії.....	83
5.6. Методи розрахунків внутрішнього електропостачання.....	83
5.6.1. Метод перетину графіка.....	86
5.6.2. Метод рівномірно розподіленого навантаження.....	86
5.6.3. Аналітичний розрахунок тягових навантажень.....	89
5.6.4. Розрахунок навантажень за даними експериментів.....	92
5.6.5. Визначення розрахункового рівномірно розподіленого навантаження.....	94
5.6.6. Розрахунки нерозгалуженої тягової мережі сіті  при односторонньому однобічному  живленні.....	95
5.6.7. Розрахунок розімкненої мережі з зосередженим навантаженням.....	98
5.6.8. Розрахунок розімкнених мереж з рівномірно розподіленим навантаженням.....	99
5.6.9. Розрахунок розгалуженої мережі з однобічним живленням.....	101
5.6.10. Замкнута мережа з двостороннім живленням.....	104
РОЗДІЛ 6. РОЗРАХУНОК І ВИБІР ПАРАМЕТРІВ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ.....	107
6.1. Розрахунок рейкової мережі.....	107
6.2. Розрахунок параметрів негативних живильних ліній.....	112
6.3. Розрахунок навантаження контактної мережі.....	114
6.4. Розрахунок навантаження живильних ліній.....	117

6.5. Розрахунок параметрів контактного проводу .....	118
6.6. Розрахунок сумарних втрат напруги в елементах схеми електропостачання .....	120
6.7. Розрахунок робочої і встановленої потужності тягових підстанцій .....	121
6.8. Визначення місць розташування і потужності тягових підстанцій .....	122
6.9. Економічні розрахунки систем електропостачання електричного транспорту.....	123
<b>РОЗДІЛ 7. СИЛОВІ КАБЕЛІ.....</b>	<b>126</b>
7.1. Конструкція силових кабелів.....	126
7.2. Монтаж і експлуатація кабельної мережі.....	128
7.3. Захист кабелів тягової мережі.....	131
7.3.1. Захист кабелів тягової мережі в заземленій системі.....	131
7.3.2. Захист кабелів тягової мережі в ізольованій системі.....	135
<b>РОЗДІЛ 8. КОРОТКЕ ЗАМИКАННЯ В ТЯГОВІЙ МЕРЕЖІ.....</b>	<b>138</b>
8.1. Розрахунок струму короткого замикання в тяговій мережі.....	138
8.2. Визначення сталих значень струмів короткого замикання.....	139
8.3. Захист від малого струму короткого замикання.....	143
<b>РОЗДІЛ 9. БЛУКАЮЧІ СТРУМИ.....</b>	<b>152</b>
9.1. Аналіз блукаючих струмів.....	152
9.2. Потенційна діаграма однобічного живлення при рівномірно розподіленому навантаженні.....	154
9.3. Потенційні діаграми однобічного живлення при зосередженому навантаженні.....	156
9.4. Потенційна діаграма схеми двостороннього живлення при зосередженому і рівномірно розподіленому навантаженні.....	157
9.5. Вплив різних чинників факторів  на блукаючі струми токи  в землі.....	159
9.6. Захист підземних металевих споруд від блукаючих струмів.....	162
9.7. Вольтододаючі пристрої.....	165
<b>Список використаних джерел.....</b>	<b>167</b>

# Вступ

При експлуатації системи електропостачання (СЕП) важливим є проведення комплексу заходів, для надійного та безперебійного електропостачання відповідальних споживачів електричною енергією високої якості. У загальному випадку під «експлуатацією» слід розуміти сукупність організаційних дій щодо приведення і підтримки устаткування в робочому стані, й використання його за призначенням із необхідною ефективністю.

Розгляд різноманітних проблем експлуатації складних технічних систем, до яких відноситься і СЕП електричного транспорту (ЕТ), спирається на ряд визначень, що характеризують саму систему, і процеси, що відбуваються в ній.

Під «системою» розуміють сукупність елементів, взаємозалежні функції яких узгоджені для виконання деякого загального завдання. Наприклад, система електропостачання ЕТ являє собою сукупність технічних засобів, зв'язаних єдиним процесом виробництва, перетворення і розподілу електричної енергії по ділянках ТМ.

Взаємодія сукупності елементів у досягненні цільового призначення визначає процес функціонування системи. Таким цільовим призначенням СЕП є постачання електричною енергією рухомого складу (РС) у потрібній кількості й заданій якості.

Даний посібник передбачає вивчення студентами навчальної дисципліни «Електропостачання електричного транспорту» в галузі знань 0507 – «Електротехніка та електромеханіка» напряму підготовки 6.050702 – «Електромеханіка» відповідно до навчального плану.

Навчальна дисципліна включає теоретичний матеріал, лабораторні роботи й практичні заняття для останніх – розроблені й видані методичні вказівки.

Теоретичний матеріал складається з двох частин:

1. Механічна частина (контактна мережа), розділи 1 - 4;
2. Електрична частина (електричні розрахунки тягової мережі), розділи 5 - 9;

## ОСНОВНІ ТЕРМІНИ Й ВИЗНАЧЕННЯ

Прийняті на підставі [15 - 18]

*Тягова підстанція (ТП)* – споруда, в якій встановлене обладнання для зміни величини напруги й перетворення змінного струму в постійний для живлення тролейбусних і трамвайних ліній.

*Маршрут* - заздалегідь визначений шлях проходження трамвая чи тролейбуса між визначеними і відповідно обладнаними пунктами (13 ДСТУ 2610).

*Аварійний режим електропостачання* – режим роботи системи електропостачання, за якого в результаті відмови її елемента стає неможливим дотримання технічних нормативів. Настання аварійного режиму вимагає скорочення чи повне припинення руху.

*Вимушений режим електропостачання* – режим роботи СЕП, коли відключений один з резервних елементів живильної лінії, перетворювача чи джерела живлення власних потреб (у вимушеному режимі нормальна робота рухомого складу, розрахункові значення параметрів руху зберігаються за рахунок використання резерву; електричні навантаження й падіння напруги не повинні перевищувати припустимих значень).

*Нормальний режим електропостачання* – режим роботи СЕП без використання резерву, що забезпечує живлення КМ при розрахункових розмірах руху в піковий час і для умов найбільшого опору руху РС.

*Тримач кривої* – пристрій, що служить для фіксування контактних проводів тролейбусної лінії на кривій, що забезпечує плавний прохід голівки струмоприймача в місці злому контактного проводу.

*Децентралізована система електропостачання* – система, в якій кожна секція КМ в нормальному режимі живиться від двох сусідніх ТП, цілком взаєморезервуючих проводами КМ.

*Централізована система електропостачання* – система, в якій кожна тягова підстанція здійснює автономне живлення ТМ без автоматичного розвантаження сусідніми підстанціями.

*Індукційний струм* – струм, обумовлений індуктивним впливом, що проходить крізь тіло людини, яка стоїть на землі й торкається ізольованого від землі корпусу рухомого складу міського електричного транспорту.

*Компенсована підвіска* – підвіска (проста чи ланцюгова), в якій натяг контактних проводів і подовжніх несучих тросів (у ланцюгових підвісках) автоматично регулюється.

*Напівкомпенсована підвіска* – ланцюгова контактна підвіска, в якій автоматично регулюють натяг тільки контактного проводу.

*Контактна підвіска* - система підвішування контактного проводу (проводів) до підтримуючого пристрою.

*Некомпенсована підвіска* – підвіска (проста чи ланцюгова), в якій натяг контактних проводів і подовжніх несучих тросів (у ланцюгових підвісках) автоматично не регулюється.

*Несуча поперечина* – гнучкий підтримуючий пристрій з троса, до якого закріплені: контактна підвіска, спецчастини й пристрої контактної мережі, що сприймає в основному зусилля від маси підвіски, спецчастин, пристроїв і зусилля від фіксаторів.

*Живильні лінії* – повітряні проводи чи кабельні лінії, що електрично з'єднують шини тягових підстанцій з контактними проводами й рейками.

*Підтримуючі пристрої* – гнучкі чи тверді конструкції (тросові й дротові поперечини, кронштейни), до яких підвішують контактні підвіски, спецчастини та інші елементи контактної мережі.

*Проста гнучка поперечина* – гнучкий підтримуючий пристрій з тросу чи дроту, до якого безпосередньо закріплений контактний провід, що сприймає навантаження від маси підвіски й злому контактного проводу в горизонтальній площині.

*Проста контактна підвіска* – підвіска, в якій контактний провід підвішують безпосередньо до підтримуючого пристрою за допомогою підвісної арматури й струн.

*Подовжня електрорушійна сила (подовжня ЕРС)* – різниця потенціалів, які наводяться на кінцях проводу, підданого магнітному впливу.

*Спеціальні частини контактної мережі* – повітряні стрілки, повітряні перехрещення, секційні ізолятори, криві тримачі.

*Частково компенсована підвіска* – підвіска, в якій подовження контактного проводу при зміні температури компенсують частково.

*Стрілочний перевод* – пристрій, який призначений для переведення трамвайних вагонів з однієї колії на іншу.

*Стрілка* – частина стрілочного переводу, що складається з рамних рейок, контррейок, замикачів і привода переводу стрілки [1].

*Автоматизована стрілка* – стрілка, керування переводом якої здійснюють з трамвайного вагона або з диспетчерського пункту.

*Спецчастини трамвайних колій* – складові трамвайних колій, до яких відносять: стрілки, хрестовини, перехрещення і температурні компенсатори.

*Система електропостачання (СЕП)* – сукупність пристроїв, призначених для прийому, перетворення й розподілу енергії, яку споживає рухомий склад.

*Заземлена система електропостачання* - система живлення РС трамвая і тролейбуса, негативний полюс якої заземлений через заземлюючий пристрій підстанції або через рейкову колію.

*Ізольована система електропостачання* - система живлення РС тролейбуса, що не має заземлення негативного або позитивного полюса.

*Телекерована тягова підстанція* - автоматизована ТП, якою керують з диспетчерського пункту каналами телемеханіки.

*Диспетчерський пункт* - приміщення, в якому персонал і технічні засоби призначені для телекерування тяговими підстанціями і оперативно-ремонтного обслуговування телекерованих ТП.

*Перетворювач* - установка для пониження напруги і перетворення змінного струму в постійний, що включає трансформатор, перетворювальну



секцію, вимикач змінного струму, катодний вимикач і апаратуру та прилади управління і контролю, які відносяться до них, а також лінійні приєднання постійного струму, в яких перетворювач виконує і захисні – комутаційні функції.

*Тягова мережа* - частина СЕП (живильні лінії, контактна й рейкова мережі), що служить для передачі електричної енергії від шин постійного струму тягової підстанції до РС.

*Секціонування контактної мережі* - ділення КМ на електрично ізольовані одна від одної секції з окремими приєднаннями до шин ТП через живлячі лінії.

*Секція контактної мережі* - частина КМ, що відокремлена від суміжних частин установленими секційними ізоляторами.

*Район живлення тягової підстанції* - сукупність секцій КМ, що живляться електроенергією від даної ТП.

*Секційний ізолятор* - спецчастина, що призначена для секціонування контактних проводів і забезпечує безперешкодний прохід струмоприймачів рухомого складу.

*Позитивна живляча лінія* - кабельна лінія з комутаційними апаратами і приладами, що здійснює з'єднання позитивної шини ТП з однією секцією позитивного проводу КМ.

*Негативна живляча лінія* - кабельна лінія з силовими апаратами і приладами, здійснююча з'єднання негативної шини ТП з секцією негативного контактного проводу тролейбусної мережі або з рейками трамвайної мережі.

*Струм короткого замикання* - значення струму в короткозамкненому ланцюзі у випадку металевого замикання різнополярних проводів.

*Малий струм короткого замикання* - стале значення струму в короткозамкненому ланцюзі, що не перевищує струм торкання «уставку» максимального захисту живлячої лінії.

*Тяговий струм (завантаження)* - струм в якому-небудь елементі системи електропостачання, який обумовлений споживанням енергії рухомим складом.

*Середній струм* - середньоарифметичне значення тягового струму за вибраний інтервал часу.

*Ефективний струм* - значення постійного за величиною струму, еквівалентного за тепловою дією реальному тяговому струму за вибраний інтервал часу.

*Розрахунковий максимальний струм* - найбільше значення тягового струму живлячої лінії, за яким розраховують струм «уставки» лінійного автоматичного вимикача.

*Перевантаження* - перевищення тягового завантаження рівня, ототожнюваного номінальному струму даного елемента СЕП

*Густина навантаження* - середнє значення струму, спожитого від одиниці довжини контактної мережі рухомим складом в розрахунковому режимі.

*Середня напруга в контактній мережі* - середня за довжиною КМ напруга на струмоприймачі РС в тяговому режимі за розрахунковими розмірами і умовами руху.

*Середнє падіння напруги в тяговій мережі* - середнє за довжиною секції значення падіння напруги до струмоприймача РС в тяговому режимі за розрахунковими розмірами і умовами руху.

*Максимальне падіння напруги* - максимальне значення падіння напруги до струмоприймача рухомого складу, який проїжджає в режимі тяги точку секції КМ з максимальною напругою, при розрахункових режимах і умовах руху.

***У роботі прийняті наступні позначення і скорочення:***

- АВР – автоматичне вмикання резервного вводу;
- АПВ – автоматичне повторне вмикання;
- ЕРС – електричний рухомий склад;
- ЕТ – електричний транспорт;
- КМ – контактна мережа;
- ЛЕП – лінії електропередачі;
- МЕТ – міський електричний транспорт;
- ПУЕ – правила улаштування електроустановок;
- РП – районна понижуюча підстанція;
- РС – рухомий склад;
- СЕП – система електропостачання;
- СІ – секційний ізолятор;
- СІРРП – система інтегрального регулювання руху поїздів;
- СЦБ – система сигналізації, централізації і блокування;
- ТМ – тягова мережа;
- ТО – технічне обслуговування;
- ТП – тягові підстанції;
- ФТ – фіксуючий трос;
- ШВ – швидкодіючий вимикач.

# Розділ 1. Схеми зовнішнього й внутрішнього електропостачання електричного транспорту

## 1.1. Загальна схема електропостачання

Система електропостачання є складовою частиною ЕТ і складається з тягової підстанції, контактної мережі, рельсової лінії, кабельної лінії та інших елементів системи електропостачання.

Електрифікований транспорт споживає в загальному балансі країни близько 10-12% усієї вироблюваної електричної енергії, а в самій системі електропостачання ЕТ витрачають близько 10% споживаної транспортом електричної енергії [3,4]. Тому важливо вміти правильно вибрати параметри системи електропостачання, щоб забезпечити мінімум втрат електроенергії в ній. Система електропостачання ЕТ як за вимогами до неї, так і за умовами роботи значно відрізняється від СЕП промислових підприємств.

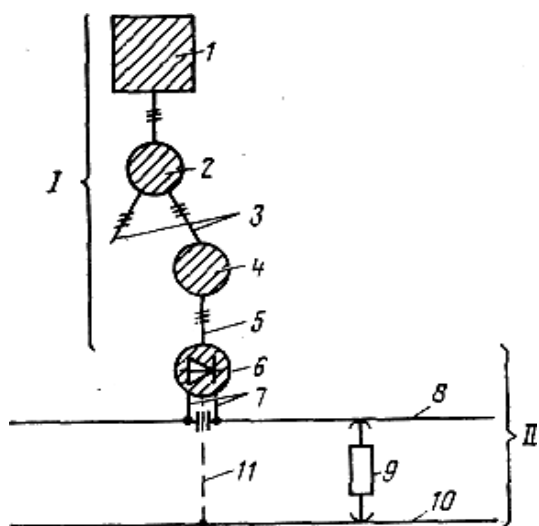


Рис. 1.1 – Загальна схема електропостачання:  
I – зовнішнє електропостачання;  
II – внутрішнє електропостачання

Система електропостачання ЕТ, як правило, є частиною енергосистеми. Енергосистема поєднує в собі електростанції, підстанції, електричну й теплову мережі, які зв'язані в одне ціле спільністю режиму, безперервністю процесу, виробництва й розподілу електричної і теплової енергії (рис.1.1). Завданням СЕП ЕТ є прийом, перетворення і розподіл електричної енергії, яку споживає ЕРС.

Електростанція 1 виробляє трифазний струм, напругу якого

на трансформаторі підстанції 2 підвищують до рівня, якій необхідний для передачі електроенергії на далекі відстані лініями електропередачі 3 енергосистеми рухомого складу.

Поблизу району споживання рівень напруги знижують на трансформаторі підстанції 4; потім кабельними лініями 5 енергію подають на тягову підстанцію 6. На електростанціях змінний трифазний струм виробляють напругою 3,15; 6,3; 10,5 кВ. Рівень напруги в ЛЕП звичайно складає 35; 110; (150); 220; 330; 500; 750 кВ [3].

Тягові підстанції одержують живлення трифазними кабельними чи повітряними лініями на напругах 6,3 кВ чи 10,5 кВ від підстанцій змінного струму різного призначення і знижують рівень напруги, випрямляють змінний струм, тому що ЕТ значно більше працює на постійному струмі – з рейковою мережею 10.

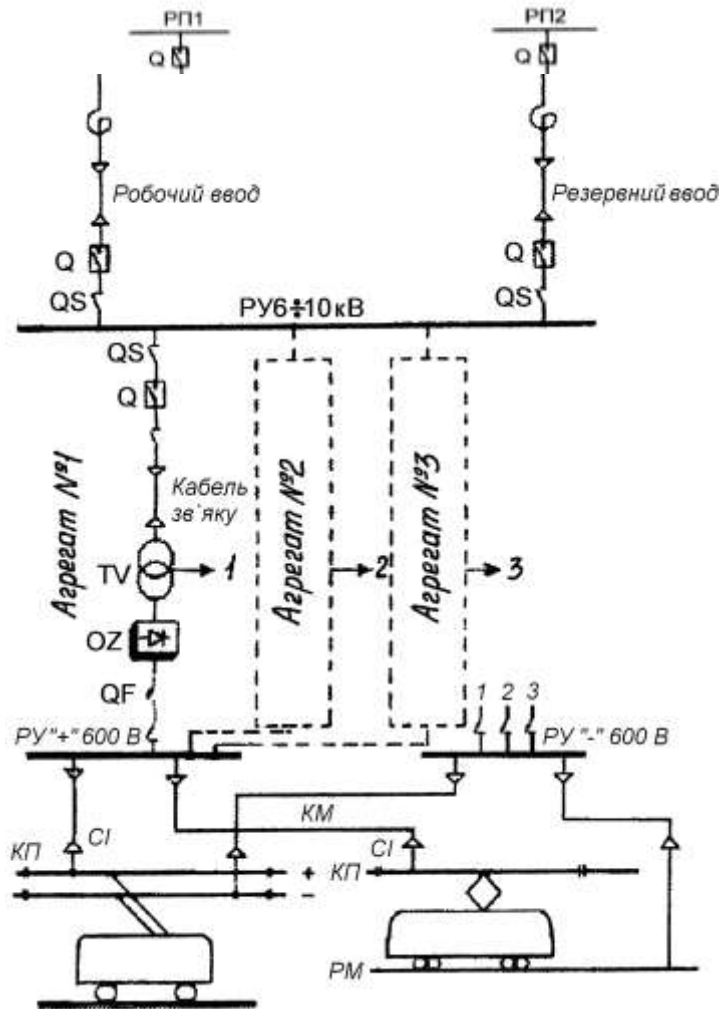


Рис. 1.2 – Схема електропостачання електричного транспорту

Електрорухомий склад 9 через рухомий контакт (струмоприймач) з'єднують з контактною мережею 8, а через колеса – з рейковою мережею.

*Контактна мережа* – це сукупність контактних, посилюючих, допоміжних проводів і несучих тросів.

*Рейкова мережа*, як струмопровідний пристрій, комплекс ходових рейок, міжрейкових, міжколійних, стикових і обхідних з'єднань, що забезпечують необхідну подовжню провідність і рівномірний розподіл струму між рейковими нитками. Окрему гілку КМ з відповідною гілкою рейкової мережі називають контактною лінією. КМ з'єднують з позитивною шиною ТП живильною лінією 7. Рейкову мережу з'єднують з негативною шиною ТП кабельною лінією 11.

Живильні лінії, контактна і рейкова мережі утворюють *тягову мережу*.

У системі електропостачання ЕТ виділяють дві частини: *зовнішню* (I) і *внутрішню* (II) електропостачання (рис. 1.1) [3, 26].

Зовнішнє електропостачання включає всі пристрої від електричної станції до первинних шин тягової підстанції. Внутрішнє електропостачання включає тягову підстанцію й тягову мережу (рис. 1.2).

## 1.2. Схеми внутрішнього електропостачання

Контактну мережу ЕТ секціонують за довжиною, тобто розділяють на ряд ізольованих ділянок (секцій) за допомогою спеціальних пристроїв – секційних ізоляторів, що забезпечують безперешкодний прохід струмоприймача ЕРС і здійснюють відключення в аварійних режимах, при проведенні ремонтних робіт тільки невеликої ділянки КМ.

СІ розділяють КМ на службові й другорядні ділянки (вантажних ліній, під'їзних ліній до депо й інших) від основної транспортної мережі.

Схема внутрішнього електропостачання характеризується значною розгалуженістю, що визначає розташування транспортних ліній.

Особливості роботи цієї схеми можна простежити на прикладі роботи окремих секцій (рис.1.3), що ілюструють електропостачання двоколіїної ділянки (рух туди й зворотно однією вулицею) довжиною  $L$  км.

Ділянки контактної мережі різного напрямку можуть бути з'єднані й живитися за різними схемами [3] :

- схема роздільного живлення шляхів (рис.1.3, а, в);
- схема паралельного з'єднання шляхів; з'єднання в декількох точках (рис. 1.3, б);
- схема з постом секціонування; з'єднання в одній точці (рис.1.3, г);
- одностороннє (консольне) живлення (рис.1.3, а, б);
- двостороннє живлення (рис.1.3, в, г).

Вагон на ділянці з одностороннім живленням (рис.1.3, а) одержує енергію завжди однією живильною лінією, при цьому на середині ділянки  $\frac{L}{2}$  (між тяговими підстанціями), втрати потужності мережі можна визначити як [3]

$$\Delta P = I^2 \cdot r_0 \cdot \frac{L}{2}, \text{ Вт.} \quad (1.1)$$

Для МЕТ характерна схема консольного живлення при паралельній роботі КМ обох шляхів (рис.1.3.б). У цьому випадку від однієї живлячої лінії одержують енергію дві секції шляху обох напрямів. У порівнянні зі схемою (рис.1.3,а) втрати потужності при знаходженні поїзду в кінці секції зменшуються в 2 рази.

$$\Delta P = I^2 \cdot r_0 \cdot \frac{L}{4}, \text{ Вт.} \quad (1.2)$$

Не зважаючи на деякі недоліки: збільшення капітальних витрат на установку постів секціонування і додаткової захисної апаратури, вживання схеми на рис.1.3,г має ряд переваг [1]:

- при короткому замиканні на секції контактної мережі відключається відповідними вимикачами поста секціонування і живлячої лінії тільки пошкоджена секція завдовжки  $\frac{L}{2}$  одного напрямку;
- при виході з ладу однієї з ТП живлення всієї ділянки зберігається від іншої, що стала до роботи;

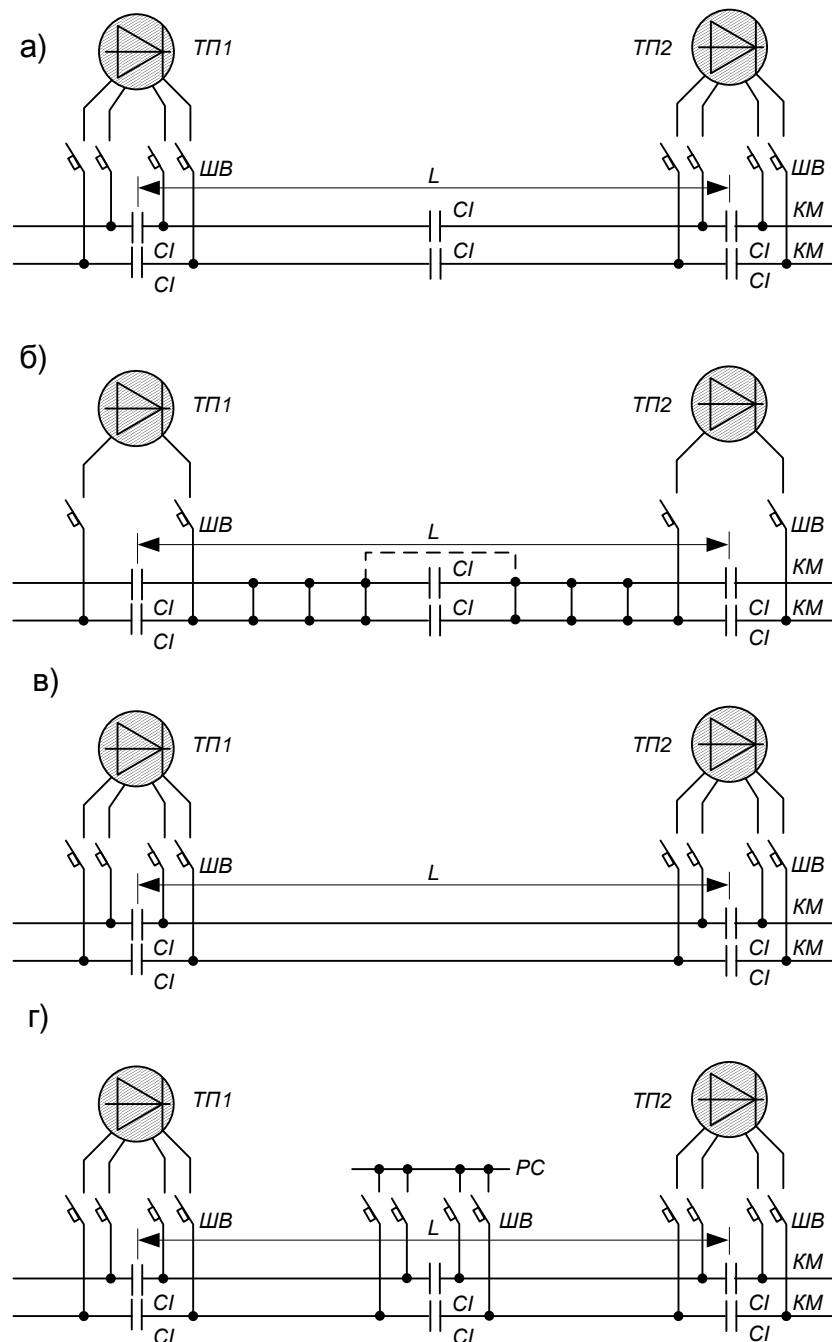


Рис. 1.3 – Схеми внутрішнього електропостачання двошляхової ділянки:  
а, б – одностороннє живлення; в - двостороннє живлення; г – схема з постом секціонування

- зменшуються втрати потужності, оскільки при розташуванні поїзду в середині ділянки між підстанціями його живлення здійснюють чотирма паралельними провідниками завдовжки  $\frac{L}{2}$  кожний, тобто втрати потужності:

$$\Delta P = I^2 \cdot r_0 \cdot \frac{L}{8}, \text{ Вт}, \quad (1.3)$$

де  $I$  - струм потягу, А;

$r_0$  - питомий опір контактної лінії, Ом/км;

$L$  - довжина ділянки, км.

- дана схема більше чутлива до малих струмів короткого замикання в порівнянні зі схемою (рис.1.3,в), оскільки зменшується в 2 рази зона між двома швидкодійними вимикачами (при одній і тій же довжині ділянки між ТП).

Оскільки влаштування і розміщення постів секціонування утруднене в умовах міста, схема (рис.1.3,г) набула поширення на магістральних дорогах постійного струму.

### 1.3. Схеми внутрішнього електропостачання одноколійної ділянки

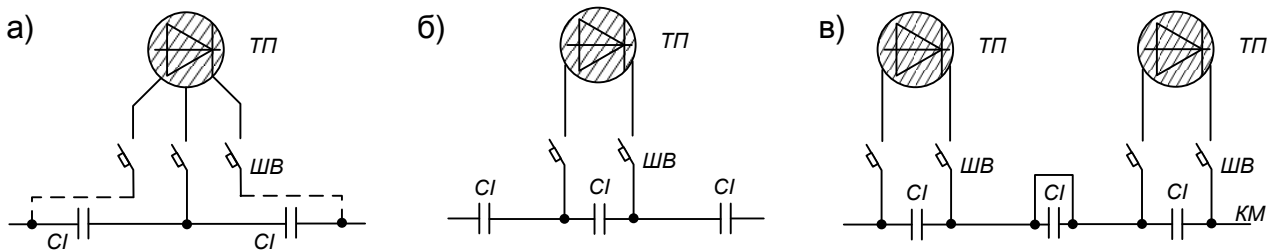


Рис. 1.4 – Схеми внутрішнього електропостачання одноколійної ділянки:  
а, б – одностороннє живлення; в - двостороннє живлення

Як при двосторонньому, так і при односторонньому русі найважливішим способом підвищення надійності СЕП є резервування окремих його елементів, що може здійснюватися (рис. 1.4):

- влаштуванням додаткових елементів (збільшення кількості агрегатів) - резервування пристроїв за їхнім числом;
- збільшенням кількості ТП - при виході з ладу будь-якого елемента системи, що залишилися в роботі, не перевантажувати понад норму резервування за потужністю.

### 1.4. Централізований і децентралізований способи електропостачання

При *централізованому* способі електропостачання (рис.1.5,а) багатоагрегатна ТП живить кілька секцій розгалуженої транспортної мережі і знаходиться на великій відстані від ТП. Необхідний ступінь надійності забезпечується наявністю резервних перетворювальних агрегатів, тобто резервування здійснюють за числом пристроїв.

У разі застосування такого способу електропостачання кожна ТП здійснює автономне живлення тягової мережі без автоматичного розвантаження сусідніми підстанціями.

При *децентралізованому* способі електропостачання (рис.1.5,б) кожна секція КМ одержує живлення від сусідніх ТП, що розташовані поблизу СІ. При виході з ладу однієї з підстанцій її навантаження беруть на себе сусідні підстанції, що мають визначений резерв потужності. Це повне взаємне резервування ТП здійснюють без переключення в КМ.

Децентралізоване живлення дозволяє зменшити відстань між підстанціями, що знижує втрати напруги й енергії. ТП при такому способі

живлення, як правило, невеликої потужності, одноагрегатні, автоматизовані – телекеровані, потужність їх невелика. Ступінь надійності забезпечується потужністю агрегатів.

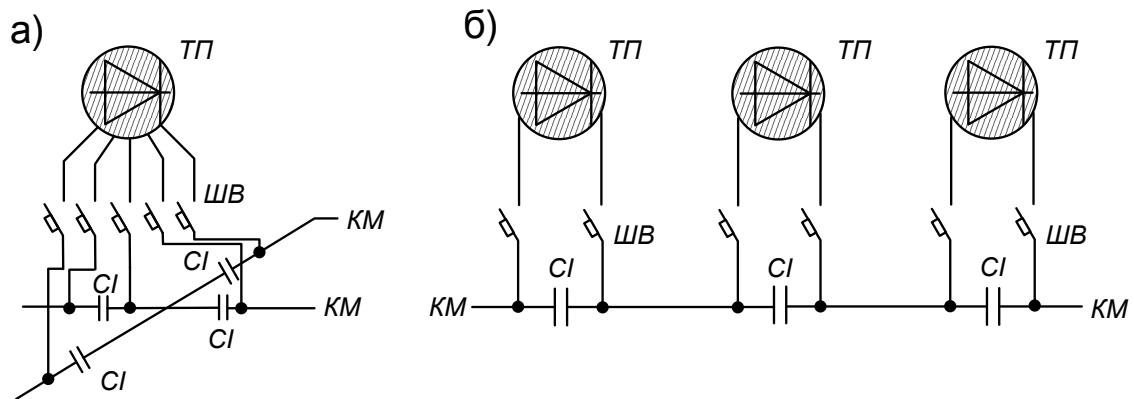


Рис. 1.5 - Схеми внутрішнього електропостачання:  
 а – централізоване живлення; б – децентралізоване живлення

## 1.5. Схеми зовнішнього електропостачання

Тягові підстанції ЕТ з'єднують з джерелом живлення за різними схемами [3]:

- радіальною (рис. 1.6 );
- магістральною (рис. 1.7);
- кільцевою (рис. 1.8).

Джерелом живлення є районні понижуючі підстанції (РП) енергосистеми. Вибір схеми зовнішнього живлення диктується декількома факторами:

- взаємним розташуванням ТП і джерелом живлення;
- необхідним ступенем надійності;
- планом транспортних ліній,

та виконується на основі техніко-економічних показників.

*Радіальна* схема має підвиди:

- однопроменеві (1.6,а);
- з рівнобіжною роботою живильних вводів (1.6,б);
- з роздільною роботою живильних вводів (1.6,в);
- з одиночними сполучними кабелями між ТП (1.6,г).

У радіальній однопроменевій схемі (рис.1.6,а) порушення електропостачання ТП буде зв'язано як з пошкодженням вводу, так і з виходом з ладу самого джерела.

Сполучення такої схеми зовнішнього електропостачання з децентралізованим принципом внутрішнього електропостачання при одноагрегатних ТП дозволяє одержати систему електропостачання МЕТ з досить високим ступенем надійності, тому що одночасний вихід з ладу двох суміжних ТП малоймовірний.

Імовірність відмови однієї підстанції дорівнює  $4,2 \cdot 10^{-4}$ , а імовірність відмовлення двох суміжних підстанцій дорівнює  $10^{-4}$ . Виконується без



вимикачів високої напруги, на довгих вилітних лініях при наявності ряду знижувальних підстанцій, розташованих уподовж транспортної лінії, дозволяє скоротити довжину кабелів як постійного, так і змінного струму.

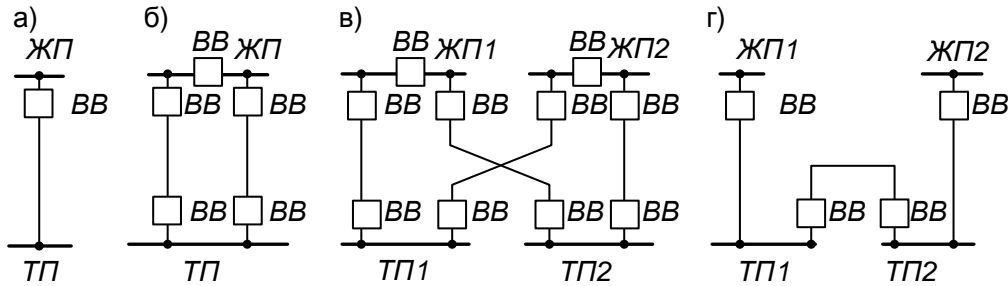


Рис. 1.6 – Радіальна схема електропостачання: ЖП – шини живлячої підстанції; ТП – шини тягової підстанції; ВВ – високовольтний вимикач; а – однопроменева; б – з паралельною роботою живлячих введів; в – з роздільною роботою живлячих введів; г – з одиничними сполучними кабелями між тяговими підстанціями

У схемі з паралельною роботою введів (рис.1.6,б) живлення ТП здійснюють від однієї РП, шини якої секціоновані.

Більш високою надійністю володіє схема з роздільною роботою введів (рис.1.6,в), тому що ТП має два незалежних джерела живлення ЖП1 і ЖП2 при виході з ладу одного з них електропостачання ТП не припиняється.

Схему з одиничними з'єднаними кабелями між ТП1 і ТП2 дозволяє живити кожну ТП від двох незалежних джерел живлення ЖП1 і ЖП2; підвищується надійність, крім того, менше захисної апаратури і нижче напруженість кабелів.

Схеми (рис.1.6,в,г) рекомендують для живлення потужних багато агрегатних ТП, що забезпечують електропостачання розгалуженої ТМ.

Як правило, радіальну схему (за винятком однопроменевої) застосовують при централізованому способі внутрішнього електропостачання.

Магістральну схему (рис.1.7) використовують у тих випадках, коли ТП розташовані уподовж лінії шляху.

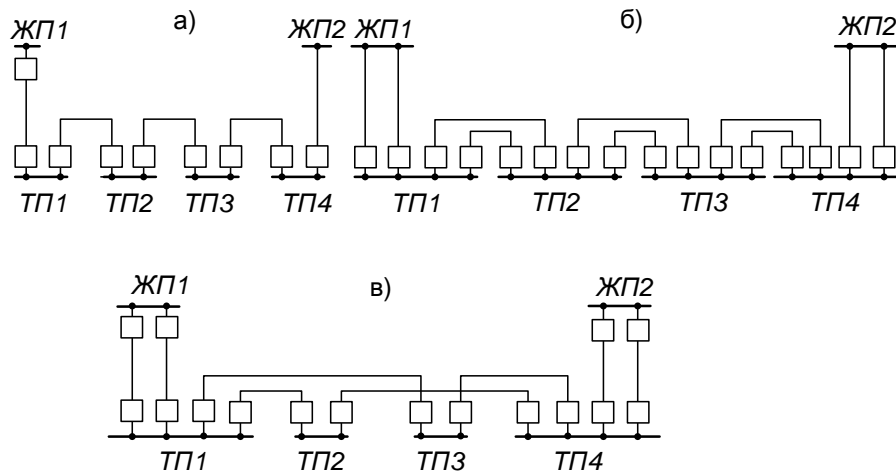


Рис.1.7 – Магістральна схема зовнішнього електропостачання:  
а – з одним вводом і одиничними з'єднаними кабелями між ТП;  
б, в – з двома вводами і попарними з'єднаними кабелями між ТП

ТП1 і ТП4 - головні (зв'язок з живильними підстанціями). Інші називають проміжними. Магістральні схеми мають меншу вартість, ніж радіальні (менше довжини кабелів, захисної апаратури високої напруги), їх застосовують в основному на залізниці.

*Кільцеву* схему (рис.1.8) застосовують, коли дві ТП однієї групи знаходяться поблизу джерела живлення, потужність якого визначають потужністю всіх приєднаних до нього ТП.

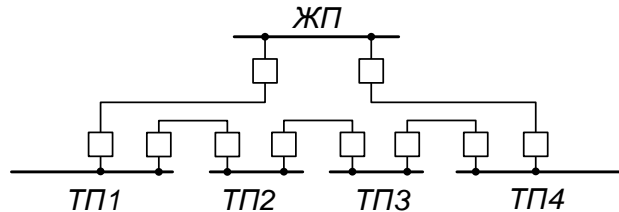


Рис.1.8 – Кільцева схема зовнішнього електропостачання

*Висновок:* при виборі схеми зовнішнього і внутрішнього електропостачання ЕТ враховують ряд факторів: технічні й економічні вимоги, конкретні місцеві умови. Для остаточного вибору схеми електропостачання необхідно провести техніко-економічний аналіз конкурентноздатних варіантів при дотриманні відповідних вимог до системи в цілому.

### ***Контрольні питання до розділу 1***

1. Загальна схема електропостачання електричного транспорту.
2. Що входить в схему: а) зовнішнього електропостачання;  
б) внутрішнього електропостачання.
4. Дати поняття: а) тягова підстанція;  
б) тягова мережа;  
в) контактна мережа;  
г) кабельна мережа;  
д) рейкова мережа.
5. Різновидність схем внутрішнього електропостачання.
6. Різновидність схем зовнішнього електропостачання.
7. Централізований і децентралізований способи електропостачання.

## Розділ 2. Тягові мережі електричного транспорту

### 2.1. Поняття «контактна мережа»

Контактною мережею називають пристрій, що служить для подачі електричної енергії РС через струмоприймач. КМ складається з:

- контактного проводу – трамвай, тролейбус, залізниця; або контактної рейки – метрополітен, що служать для підведення струму до струмоприймача;
- системи для кріплення КП, яка складається з поперечних і подовжніх тросів, ізоляції контактного проводу від землі;
- опор для кріплення поперечної системи;
- допоміжного устаткування секційних ізоляторів, температурних гвинтів, шумоглушників і т.д.;
- спеціальних частин (стрілки, перетини, криві утримувачі і т.д.).

#### *Вимоги до контактної мережі*

Контактна мережа ЕТ повинна забезпечувати [1]:

- надійну й безперебійну передачу електричної енергії;
- безперебійний струмоз'єм з контактного проводу при найбільших швидкостях руху і за будь-яких атмосферних умов;
- безпеку руху пішоходів, а також персоналу, що обслуговує КМ;
- впорядкування і оформлення міських проїздів.

Конструкція КМ і її експлуатація повинні забезпечити:

- мінімальний і рівномірний механічний знос контактного проводу і контактних вставок струмоприймачів;
- мінімальний блукаючий струм з метою зменшення корозійного зносу підземних металевих споруд;
- мінімальне порушення регулювання мережі при виникненні пошкоджень для забезпечення швидкої ліквідації пошкодження і відновлення руху в найбільш короткий термін;
- найменшу трудомісткість монтажу і експлуатації КМ.

### 2.2. Типи підвісок

#### *2.2.1. Проста поперечна контактна підвіска*

Проста підвіска, при якій контактний провід безпосередньо закріплений на підтримуючих конструкціях (2.1,а,г). Це може бути гнучка поперечина, яка кріпиться або до опор, або до стін будинків (рис.2.1,б), або жорсткі конструкції (кронштейни, ригелі, консолі, що закріплюються на опорі).

*Жорсткою простою підвіскою* (рис.2.1,а) вважають систему безпосереднього кріплення КП до непружних опорно-підтримуючих конструкцій, позбавлена зміщуваності точок підвішування під тиском струмоприймачів. Швидкість рухомого складу значно обмежена через удари.

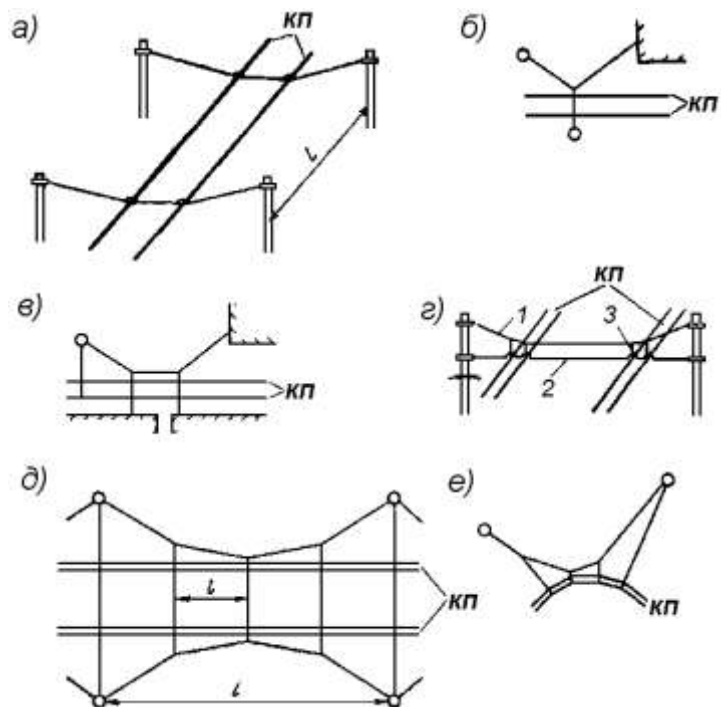


Рис. 2.1 – Гнучкі підтримуючі пристрої :

а – підвіска на гнучких поперечинах; б – підвіска косинцем; в – підвіска трапецією; г – ланцюгова поперечина; д, е – полігонна підвіска відповідно на прямих та кривих частках мережі; КП – контактний провід; L – проліт; l – струновий проліт; 1 – несуча поперечина; 2 – фіксуєча поперечина ; 3 – струна

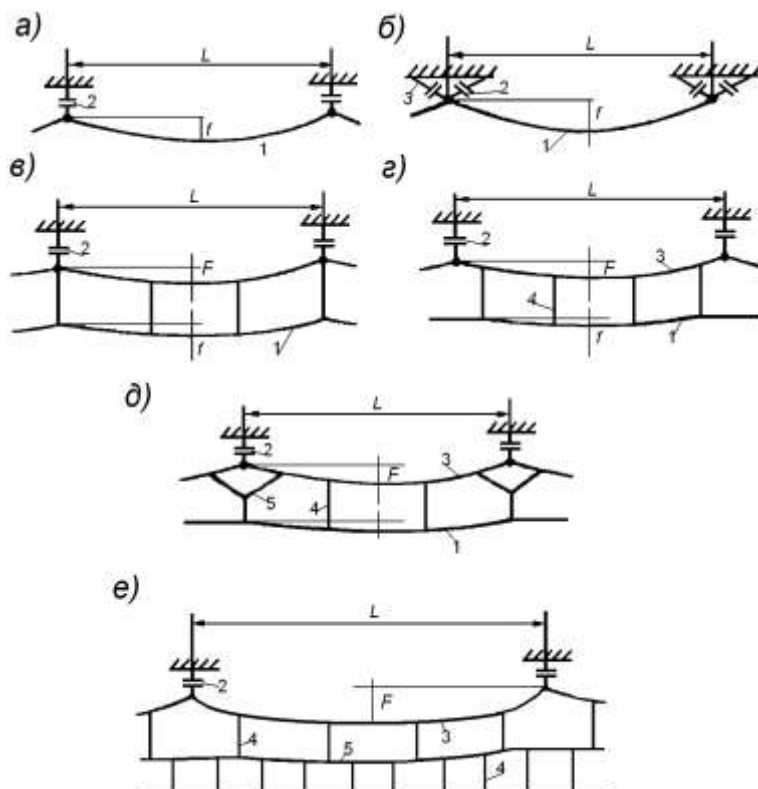


Рис.2.2 – Схеми підвісок контактної мережі:

а – проста жорстка; б – еластична; в – ланцюгова жорстка; г, д – ланцюгова еластична; е – компаундна. F – стріла провисання НТ; f – стріла провисання КП

У ряді випадків (на мостах, на кривих малого радіуса, на площах, де не можна встановити достатню кількість опорних пристроїв) застосовують *полігонну підвіску* (рис.2.1,в,д,е).

*Напівжорстка поздовжня проста підвіска* (рис.2.2,а) – система безпосереднього кріплення КП до відносно пружних підтримуючих конструкцій, що забезпечують незначне віджимання проводу в точці підвішування струмоприймачами РС. Просту підвіску застосовують за довжиною прольоту не меншою або такою, що дорівнює (30-35) м і швидкості руху  $\leq (30-45)$  км/год, маятникову  $\leq (35-40)$  м при швидкості  $\leq 50$  км/год.

*Еластична проста підвіска* (рис.2.2,б) - система підвішування КП до підтримуючих конструкцій за допомогою проміжних пружних ланок, які відхиляються від свого статичного положення при віджиманні проводу струмоприймачем.

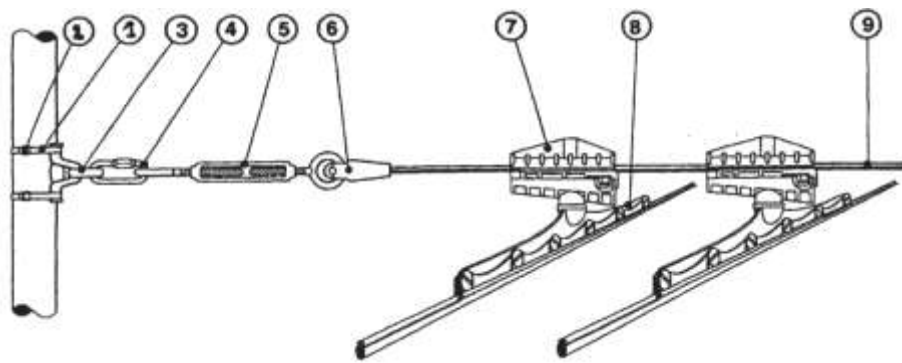


Рис. 2.2,а. - Проста поперечна підвіска з поліхлорвініловим тросом [31]: 1- бандажна стрічка; 2- скоби; 3- кріплення якоря; 4- карабін; 5- натяжна муфта; 6- затиск кінцевий; 7- підвіс клиновий (рис.2.21); 8- затиск контактного проводу; 9- трос синтетичний (рис.2.9,а)

### 2.2.2. Маятникова підвіска

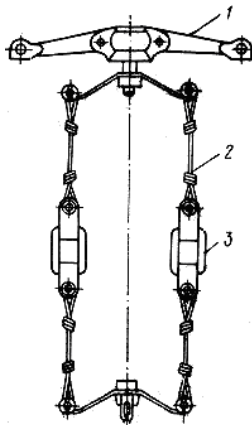


Рис. 2.3 – Маятникова підвіска:  
1 - кронштейн; 2 - струна;  
3 -ізолятор пряжний ПП-2

Система підвішування КП до підтримуючих конструкцій за допомогою струн похилих із зигзагоподібним розташуванням проводів (рис.2.3,2.4,2.5) застосовують (в основному) на тролейбусних лініях. Таке розташування проводів і нахил струн досягають почерговим зсувом підвісів на поперечині або кронштейнах в різні боки від осі шляху.

За цієї системи підвіски частково компенсують зміни натягнення контактних проводів залежно від температури, що в багатьох випадках дозволяє виключити сезонне регулювання.

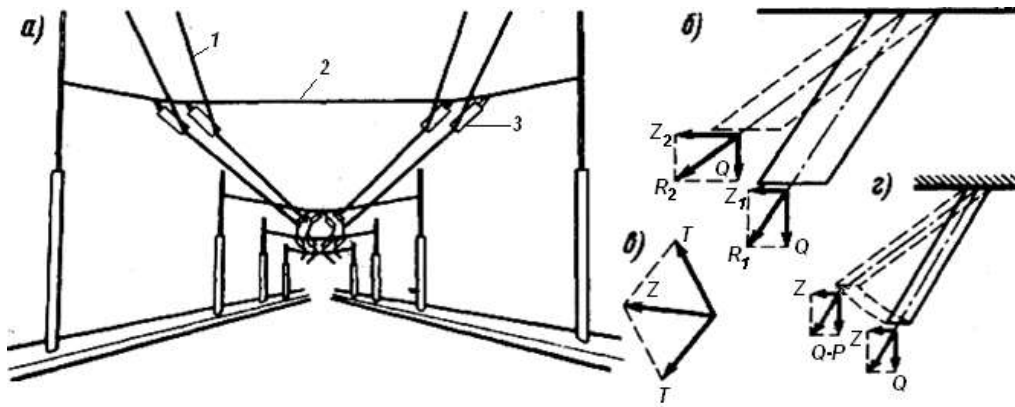


Рис. 2.4 – Схема підвіски на похилих струнах (маятникова):

а — загальний вид: 1- контактний провід, 2- поперечина, 3- похилі струни; б — схема зміни нахилу струни при зміні температури; в — схема до визначення горизонтального зусилля; г — схема зміни нахилу від натиску струмоприймача;  $Q$  — сила тяжіння підвіски;  $T$  — натягнення проводу;  $Z$  — горизонтальна сила;  $P$  — натиснення струмоприймача;  $R$  — рівнодіюча сила

У частково компенсованій простій підвісці на похилих струнах — маятниковій підвісці (рис.2.3,2.4,2.5) - проводи розташовують зигзагоподібно по ламаній лінії з відхиленням праворуч і ліворуч від осі шляху. На поперечині або кронштейні провід закріплюють на підвісці з двома паралельними струнами, що сприймають силу тяжіння проводу, і арматури, і горизонтальне зусилля від відтяжки проводу для зигзага. Паралелограм, утворений струнами з верхніми і нижніми підвісами, забезпечує вертикальне положення осі проводу при всіх нахилах струн в робочому діапазоні.

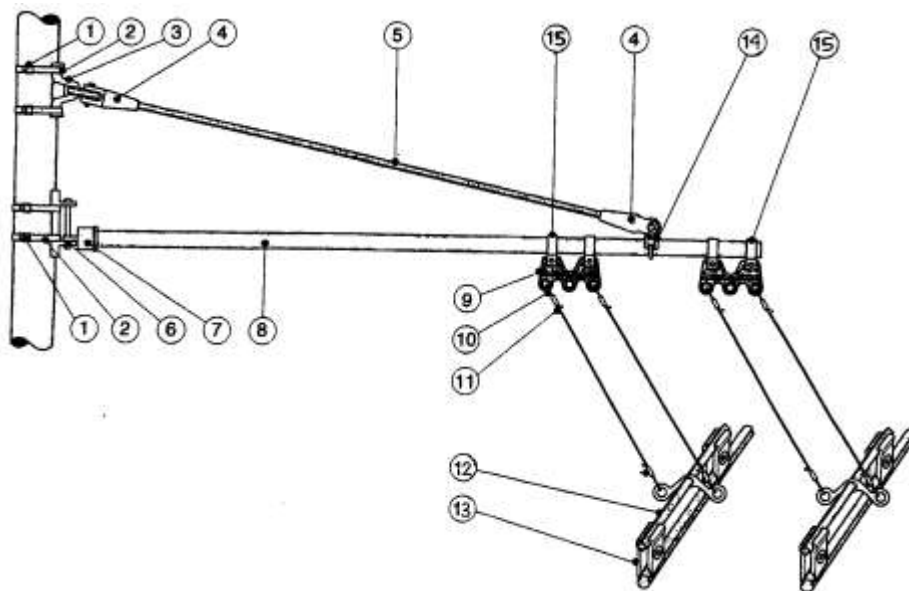


Рис. 2.5 – Кронштейн ізоляційний з маятниковим підвісом на прямій (Чехія) [31]:

1 - скоба; 2 - бандажна стрічка; 3 - кріплення якоря; 4 - затиск кінцевий; 5 - трос синтетичний; 6 - опора кронштейна; 7 - п'ята ізоляційного кронштейна; 8 - кронштейн ізоляційний; 9 - підвіс ізоляційний на прямій; 10 - петля для струни; 11 - струна; 12 - вирівнювач; 13 - затиск кінцевий; 14 - затиск замковий; 15 - хомут

Часткова компенсація натягнення відбувається таким чином: нахил струн (рис. 2.4,б) визначається рівнодіючої  $R_1$  від дії вертикальної сили тяжіння підвіски  $P$  і горизонтальною силою від зигзага  $Z_1$ . При пониженні температури провід зменшуватиметься в довжині, що спричинить збільшення натягнення його і збільшення зусилля від зигзага  $Z_2$ , а горизонтальна сила  $Q$  залишиться незмінною. Встановиться нова рівновага з рівнодіючою  $R_2$ , яка визначить напрям струн. При цьому провід підніметься дещо вгору, відбудеться випрямлення зигзагоподібної лінії; довжина цієї ламаної лінії стає меншою ніж до пониження температури. Внаслідок цього натягнення в проводі збільшиться дещо менше за те, яким воно було б за відсутності похилих струн і зигзага.

Зворотна картина спостерігається при збільшенні температури — збільшення зигзага і внаслідок цього компенсація натягнення. Компенсація натягнення буде частковою, оскільки лише частина приросту довжини проводу компенсується зміною зигзага. Разом з тим підвіска дозволяє згладити різкі зміни натягнення і для певних кліматичних умов автоматично підтримувати натягнення проводу в заданих межах.

Похиłe розташування струн забезпечує еластичність підвіски. В точці підвісу під дією сили натиснення струмоприймача на провід  $P$  (рис. 2.4) вертикальна складова буде рівна різниці  $Q - P$ , а горизонтальна сила  $Z$  практично збереже те ж значення, що і за відсутності струмоприймача. Із зміною зусиль зміниться рівнодіюча, а отже, і похила струна зміститься у бік зменшення зигзага, а провід підніметься вгору. Вплив струмоприймача позначатиметься не тільки в точці підвішування, але і в прольоті, оскільки зусилля натиснення струмоприймача частково розвантажує підвіс.

### 2.2.3. Вантажна компенсація

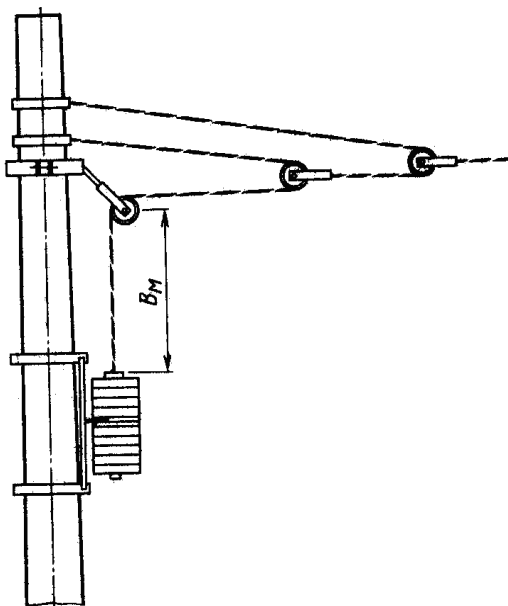


Рис. 2.6 – Напівкомпенсована підвіска

КМ знаходиться під впливом зовнішнього середовища. При зміні температури змінюється й довжина контактного проводу, що веде до зміни стріл його провисання. Щоб автоматично зберегти натягнення контактного проводу постійним, застосовують вантажні компенсатори, при цьому підвіску називають простою компенсованою (рис. 2.6; 2.6,а; 2.6,б; 2.6,в).

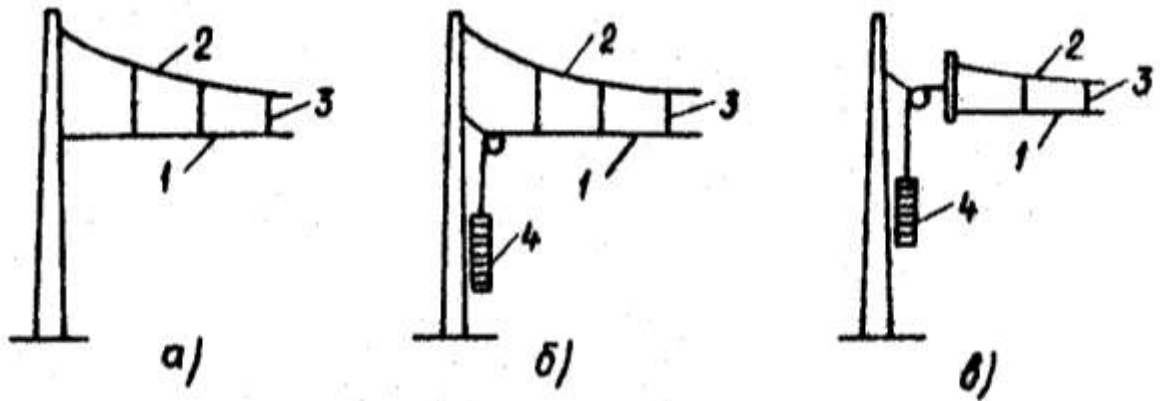


Рис. 2.6,а – Схема анкеровок проводів:  
а – некомпенсованої; б – напівкомпенсованої; в – компенсованої;  
1 – контактний провід; 2- несучий трос; 3 – струна; 4 – компенсатор



Рис. 2.6,б – Компенсована підвіска (Польща) [32].

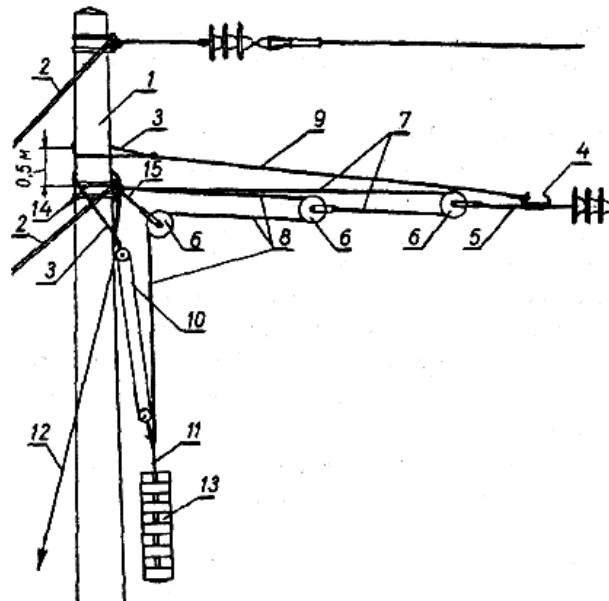


Рис. 2.6, в - Схема розвантаження компенсуючого пристрою напівкомпенсованої ланцюгової підвіски (на залізниці) [22]:

1-опора; 2 - анкерні відтяжки; 3 - струбина коротка; 4 - натяжний затискач; 5 - анкерна відтяжка; 6 – блок компенсаторний; 7 - трос компенсатора довжиною 10м; 8 - трос компенсатора довжиною 13,5м; 9 - струбина довга; 10 - поліспаст на 5 кН; 11 - тяга вантажна; 12 - вітка поліспаста на 5 кН ; 13 - вантажі компенсатори; 14 - анкерні хомути; 15-штанга для кріплення нерухомого блоку



#### 2.2.4. Подовжньо-ланцюгова підвіска

Для поліпшення показників контактної мережі (збільшення швидкості руху) застосовують ланцюгові підвіски (рис.2.2, 2.6,г). Ці підвіски складаються з несучого троса, який безпосередньо підвішують до поперечних конструкцій, і контактного проводу, що підвішується до несучого троса за допомогою струнок. Ланцюгові підвіски дозволяють збільшити довжину прольоту, зробити контактну мережу еластичною, що покращує якість струмоз'йому і, отже, сприяє збільшенню швидкості руху (до 60 км/год і більше). Недолік: великі капітальні і експлуатаційні витрати, додаткові габарити.

У ланцюговій підвісці можливе глухе закріплення в кінці контактної мережі як контактного проводу, так і несучого троса. У цьому випадку ланцюгову підвіску називають некомпенсованою ланцюговою підвіскою.

При застосуванні компенсатора в КП (при глухому закріпленні несучого троса) ланцюгову підвіску називають *напівкомпенсованою* (рис. 2.6).

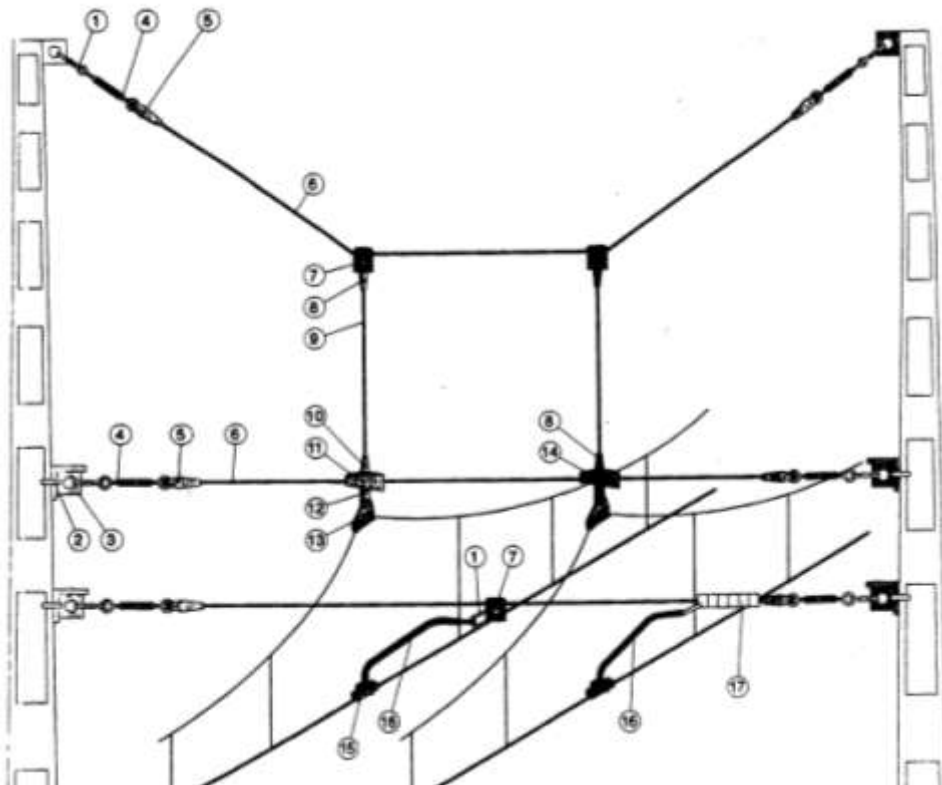


Рис. 2.6,г - Подовжньо-ланцюгова підвіска на залізничних лініях Гуадарама (передмістя Мадриду) [32] : 1 - карабін; 2 - закріплення до опори; 3 - пластина; 4 - натяжна муфта; 5 - затиск кінцевий; 6 - трос синтетичний; 7 - затиск; 8 - затиск маятниковий; 9 - трос синтетичний; 10 - затиск кінцевий; 11 - затиск; 12 - датчик; 13 - кріплення якоря; 14 - наплічний затиск; 15 - затиск для контактного проводу; 16 - жорстке важільне плече; 17 - показник

Якщо компенсатори встановлюють в контактному проводі і несучому тросі, то маємо компенсовану ланцюгову підвіску (рис. 2.6,г).

Вантажні компенсатори можуть бути дво- або триблокові з коефіцієнтом передачі відповідно 2:1 і 4:1.

### 2.2.5. Трасування контактної мережі рейкового транспорту

При трасуванні й монтажі контактних ліній, з метою збільшення терміну служби контактної вставки струмоприймача РС, КП підвішують на прямих ділянках з почерговим відхиленням (винесенням) від осі шляху - зигзагом. Зигзаг виконують у вигляді симетричних відхилень проводу праворуч і ліворуч від осі шляху (рис.2.7) [1].

Повний крок зигзагу для всіх типів контактних підвісок не перевищує чотирьох прольотів підвіски, а винесення контактного проводу повинне бути не більше 300мм. На двоколійних лініях зигзаг КП проектується симетричним.

У трамвайній мережі фіксація КП у просторі по відношенню до рейкового шляху здійснюють фіксатори. На прямих ділянках з їх допомогою одержують зигзагоподібне розташування КП, яке необхідне для рівномірного зносу полоза струмоприймача. На кривих ділянках з їх допомогою одержують багатокутник контактної мережі відповідної кривої рейкового шляху.

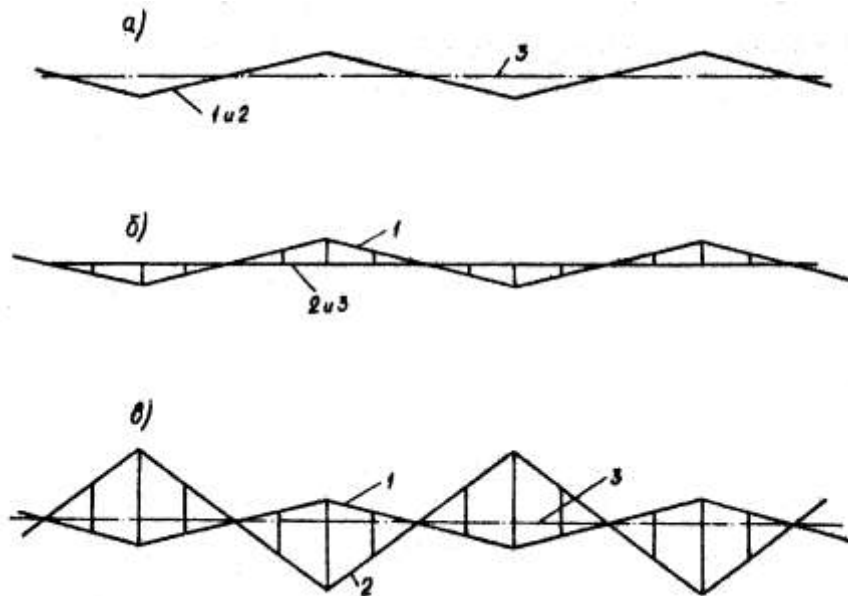


Рис.2.7 – Схема розташування проводу: а – вертикального; б – напівкосого; в – косого; 1 – контактний провід; 2 – несучий трос; 3 – вісь трамвайної колії

При трасуванні мережі передбачають анкеровку (рис.2.5 та 2.6) у зв'язку з тим, що КМ трамвая і тролейбуса ділять на окремі ділянки. Анкеровка - це закріплення відрізків контактної мережі, а при ланцюговій підвісці - несучого троса (рис. 2.6.а). Анкеровку проводів проектують в місцях закінчення контактної лінії, злиття й розгалуження контактних ліній – на стрілочних вузлах, розділення контактної підвіски на окремі незалежні анкерні ділянки, зміни натягнень і перетинів контактних проводів.

Довжину анкерних ділянок напівкомпенсованих і компенсованих підвісок визначають з урахуванням реакції фіксаторів, струн і наявності криволінійних ділянок контактної лінії, а на прямих дорівнює 450 ÷ 700 м – при односторонній компенсації та 900 ÷ 1400 м - при двосторонній компенсації.

На кривих ділянках шляху відхилення КП від осі рейкової мережі в зовнішню сторону не повинне перевищувати 300 мм.

Точки фіксації контактних проводів трамвая на кінцях криволінійної ділянки шляху розташовують в межах половини відповідної хорди від їх початку (кінця) кривої з розрахунку розміщення цілого числа хорд в межах кривої ділянки лінії. Розміщують опори так, щоб на початку і в кінці криволінійної ділянки обов'язково розташовувалася поперечина. З метою обмеження розмірів виходу з ладу мережі при її пошкодженні не допускають застосування більше двох суміжних відтяжок в одному прольоті і уникають фіксації контактних проводів на кривій ділянці відтяжними трапеціями. Гнучка поперечина розташована перпендикулярно до осі лінії на прямих ділянках і по бісектрисах кутів зламу лінії. У вимушених випадках допускають відхилення на прямих ділянках до  $20^\circ$ , а на кривих –  $10^\circ$ .

## 2.3. Матеріали й підвісна арматура контактної мережі

### 2.3.1. Контактні проводи

КП є основним елементом КМ. Матеріал контактних проводів повинен володіти високими механічними й електричними властивостями: міцністю, зносостійкістю, термостійкістю і електропровідністю.

Висока міцність дозволяє реалізувати великі натягнення проводів, що підвищує вітростійкість підвіски, стабілізує її роботу протягом усього періоду експлуатації, забезпечує високу якість струмоз'йому.

Висока зносостійкість забезпечує незначний знос КП у процесі експлуатації і тривалий термін служби КМ.

Термостійкість характеризує здатність проводу зберігати міцність і достатню твердість при підвищенні температури протистояти дії електричної дуги.

Висока електропровідність забезпечує зниження втрат електроенергії в КМ.

Основним матеріалом КП є твердотягнута мідь із вмістом домішок не більше 0,1%, з якої виготовляють фасонні КП марки МФ (рис.2.8) [1].

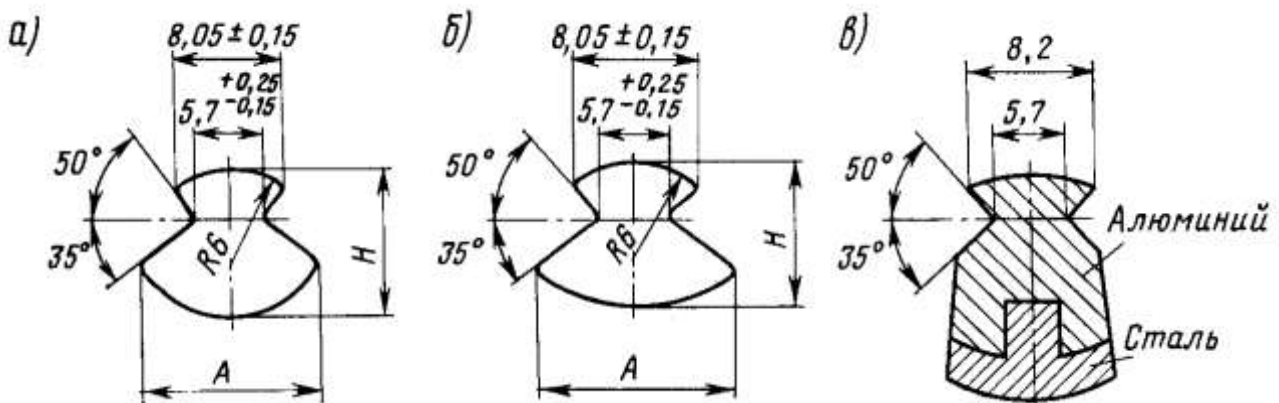


Рис.2.8 – Профіль контактних проводів: а – МФ; БрФ; б – МФО; БрФО; в - ПКСА

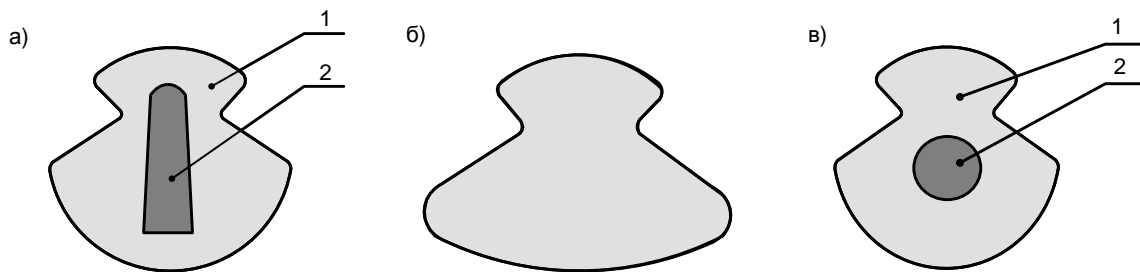


Рис. 2.8,а – Перерізи контактних проводів: а) сталемідний ПКСМ: 1 - мідь; 2 – сталь;  
б) бронзовий БрФО в) staleалюмінієвий САФ: 1 - алюміній; 2 - сталь

КП виготовляють також з бронзи, це сплав міді з кадмієм або з магнієм, бронзовий БрФ ГОСТ 2584-75. Знаходять вживання біметалічні проводи: staleалюмінієві марки ПКСА і stale-мідні ПКСМ. Після буквеного позначення в марці проводу стоїть цифрове, відповідне його площі перерізу в мм<sup>2</sup>.

Основні технічні характеристики КП наведені в табл. 2.1 [3].

Таблица 2.1 – Контактні проводи

Марка проводу	Площа перерізу, мм <sup>2</sup>	Розміри проводу		Маса 1км проводу, Н	Руйнівне навантаження, кН	Опір 1км проводу, Ом
		А, мм	Н, мм			
МФ – 65	65	10,19	9,3	578	24,7	0,275
МФ – 85	85	11,76	10,8	755	30,6	0,208
БрФ – 85	85	11,76	10,8	755	36,5	0,299
МФ – 100	100	12,81	11,8	890	35	0,177
БрФ – 100	100	12,81	11,8	890	43	0,205
Сталемідний ПКСМ - 85	85	11,76	10,8	720	34	0,53
Сталемідний ПКСМ - 100	100	12,81	11,8	850	40	0,45
Сталеалюмінієвий ПКСА-180	180	14,0	17,0	760	34,5	0,19

Поверхня КП повинна бути рівною, гладкою, без тріщин і розшарувань.

Використання при виготовленні КП методу безперервного лиття і прокату з подальшим волочінням дозволяє одержувати їх практично необмеженої довжини. Будівельну довжину мідних проводів – не менше 1400 м, визначають кількістю проводів, що вміщуються на барабані.

Для мідних КП межа міцності (тимчасовий опір на розрив  $\sigma_g$ ) складає не менше 310-340 Н/мм<sup>2</sup>. Твердість нових проводів за Бріннелем дорівнює 95-125 НВ [1].

У процесі експлуатації під дією нагріву тяговими струмами і розтягуючих зусиль проводи стають менш міцними. У результаті тривалої експлуатації опір розриву  $\sigma_g$  і твердість можуть знизитися до 80%. Менш міцним провід стає вже при нагріві до 100°C, особливо при доданні

розтягуючої сили [1]. У зв'язку з цим температура нагріву мідних контактних проводів не повинна перевищувати 100°C.

Бронзові проводи мають твердість (зносостійкість) в два рази більшу, ніж мідні,  $\sigma_{\text{с}} > (410-430) \text{ Н/мм}^2$ , але мають вищу вартість і меншу провідність.

Сталеалюмінієвий провід складається з двох механічно з'єднаних частин: верхньої профільованої алюмінієвої і нижньої сталеві, з якою здійснюється струмоз'йом. До недоліків цих проводів слід віднести схильність сталеві частини до корозії, в результаті якої збільшується знос контактних вставок струмоприймачів і погіршується струмоз'йом.

Стале-мідні проводи виготовляють у вигляді сталевого осердя, покритого міддю. Основним недоліком їх є великий електричний опір, що дозволяє застосовувати їх тільки на допоміжних або деповських лініях з малим навантаженням.

### 2.3.2. Троси й підсилюючі проводи

Підсилюючі проводи виконують з мідних проводів марки М (табл. 2.2) або алюмінієвих—А (табл. 2.3), звитих з окремих дротів. Для мідних багатодротяних проводів використовують твердотягнутий дріт МТ, — тимчасовий опір на розрив яких не менше 380 Н/мм<sup>2</sup>. Алюмінієвих твердотягнутих — 150 Н/мм<sup>2</sup>. Алюміній легший за мідь приблизно в 3 рази, а електропровідність менша в 1,65 рази, тому алюмінієві проводи в 2 рази легші еквівалентних їм за провідністю з міді. Максимально допустима температура нагріву алюмінієвого проводу + 80°C.

Сталеві троси, сталевий дріт використовують для подовжніх несучих тросів ланцюгових підвісок, гнучкої несучої і фіксуєної поперечини, відтяжок, струн та інших елементів КМ.

Найбільше вживають сталеві канати діаметром 6,7 і 8 мм (ДСТУ 3062-69), звиті з семи оцинкованих дротів та оцинкований дріт діаметром 5 мм.

У контактних підвісках трамвая допускають заміну несучих тросів на біметалічні сталемідні проводи марок ПБСМ-1 і ПБСМ-2 [1].

Таблиця 2.2 – Мідні підсилюючі проводи

Марка проводу	Число проводів та їх переріз, мм <sup>2</sup>	Розрахункова площа перерізу, мм <sup>2</sup>	Електричний опір 1 км при 20°C, Ом/км	Марка проводу	Кількість проводу і їх переріз, мм <sup>2</sup>	Розрахункова площа перерізу, мм <sup>2</sup>	Електричний опір 1 км при 20°C, Ом/км
М-50	7·2,97	48,5	0,39	А-95	7·4,12	93,3	0,34
М-70	10·2,14	68,3	0,28	А-120	19·2,8	117	0,27
М-95	19·2,49	92,5	0,20	А-150	19·3,15	148	0,17
М-120	10·2,80	117,0	0,158	А-185	19·3,5	183	0,17

Таблиця 2.3 – Алюмінієві підсилюючі проводи

Марка проводу	Число проводів і їх Ø, мм		Розрахункова площа перерізу, мм		Електричний опір 1 км при 20°C, Ом/км
	Сталеві	Алюмінієві	Сталеве осердя	Алюмінієвий провідник	
АС-120	7·2,0	28·2,29	22,0	115	0,27
АС-150	7·2,2	28·2,59	26,6	148	0,21
АС-185	7·2,5	28·2,87	34,4	181	0,17
АСУ-120	7·2,2	30·2,22	26,6	116	0,28
АСУ-150	7·2,5	30·2,50	34,4	147	0,21
АСУ-185	7·2,8	30·2,80	43,1	185	0,17

У ряді західних країн (Чехія, західна Франція, Португалія, Латвія та ін.) широке вживання знайшли синтетичний трос (рис. 2.5, 2.6,в, 2.9,а, [31]) і ізоляційний кронштейн (рис. 2.5, 2.9,б [32] ), використання яких знімає питання установки ізоляторів як натяжних, так і підвісних.

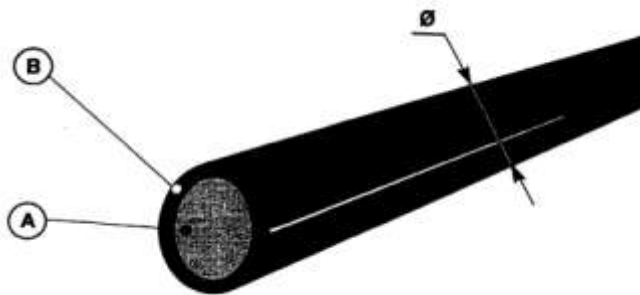


Рис.2.9,а. – Трос синтетичний:

А – волокно біле поліефірне; В – поліетилен чорний



Рис. 2.9,б – Кронштейн ізоляційний:  
матеріал - ізофталіко – поліефірне  
скловолокно

Таблиця 2.4 - Характеристика типів рейок

Тип рейок	Маса рейок кг/м	Площа поперечного перетину в мідному еквіваленті, мм <sup>2</sup>	Опір 1 км суцільної рейкової мережі постійному струму, Ом/км
ТН-60	60,65	640	0,0296
ТБ-65	64,75	680	0,0276
Р-38	38,4	410	0,0428
Р-43	44,7	470	0,0378
Р-50	51,5	540	0,0325
Р-65	64,9	690	0,0254
Р-75	75,1	810	0,0218

### 2.3.3. Ізолятори

КП і ті елементи мережі, що знаходяться під напругою, ізолюють від опор, будівель, споруд, заземлених частин та інших контактних проводів, проводів зв'язку, освітлення та від інших електричних ліній не менше ніж двома ступенями ізоляції, тобто двома послідовно включеними ізоляторами, кожний з яких розрахований на повну напругу мережі.

За своїм призначенням ізолятори підрозділяють на три групи: натяжні (рис. 2.10, 2.12), підвісні (рис. 2.11) та ізолятори для спеціальних частин (рис. 2.22 – 2.26) [1].

Натяжні ізолятори (рис. 2.10,в; 2.12) включають в гнучку поперечину, тросові й дрітні елементи системи, де потрібна висока механічна міцність на розтягування.

Підвісні ізолятори служать для підвісу проводів або тросів і фіксації їх положення. Ізолятори з деревношаруватого пластика ДСП-Б-А (рис. 2.10,в) виготовляють на навантаження 12000 Н і 17000 Н. Після просушування двічі підковують гліфтальевим поясом.

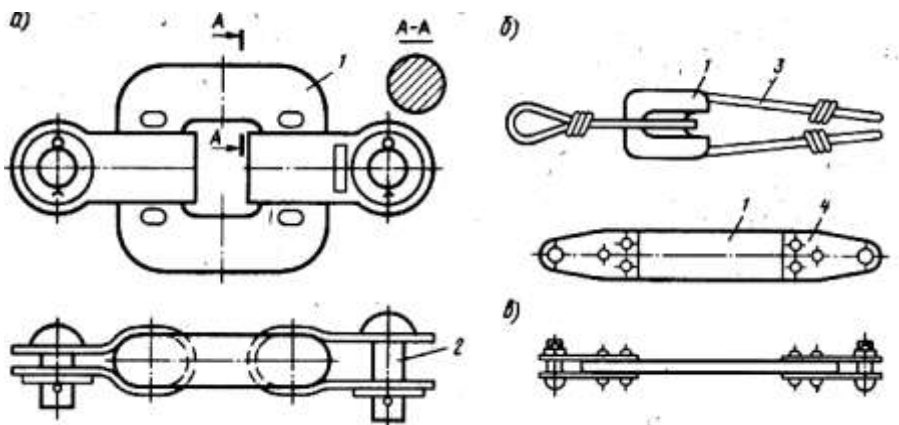


Рис. 2.10 – Ізолятори:  
а - пряжковий;  
б - такелажний ІТФ-3;  
в - з деревно-шаруватого  
пластика ДСП-Б-А;  
1- ізолятор; 2 - валик;  
3 - хомут; 4 - вушка



Рис. 2.11 – Ізолятор  
підвісний ІП-2.  
(СП «НТЦ»  
«АЕРОПЛАСТ» [33])

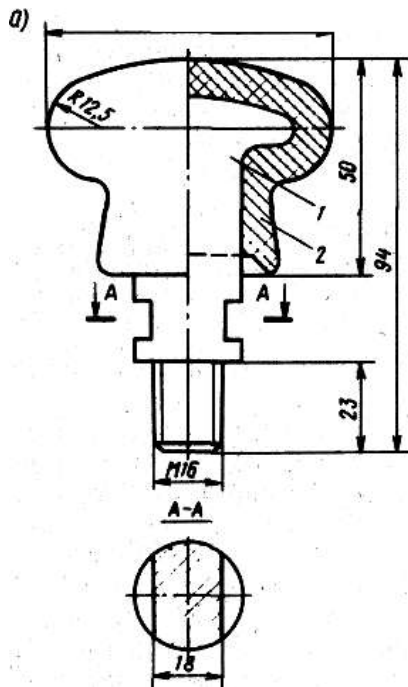


Рис. 2.13 - Ізолювальний болт трамвайної мережі



Рис. 2.12 – Ізолятор натяжний (СП «НТЦ» «АЕРОПЛАСТ»)

Ізолятори для спеціальних частин введені в конструкцію і за своєю формою пристосовані до них.

Деякі ізолятори можуть бути використані як натяжні й підвісні окремо.

Підвісний ізолятор ІП-2 (рис. 2.11) на напругу – 800 В і номінальне навантаження – 2000 Н та ізолятор натяжний (рис. 2.12) на напругу – 800 В і номінальне навантаження – 17000 Н виготовляють згідно з розробками СП «НТЦ» «АЕРОПЛАСТ» [33].

Ізолювальні болти встановлюють в ізольованих підвісах мережі трамвая, які складаються із сталевого осердя 1, опресованого у верхній частині електроізолювальним шаром 2. Болти повинні витримувати без вигину бічне навантаження не менше 5000 Н. Електрична міцність 3000 В, 50 Гц після добового перебування у воді.

### 2.3.4. Затискачі контактної мережі

Затискачі призначені для закріплення КП в точках його підвішування або з'єднання окремих відрізків проводу між собою. Вони повинні забезпечувати міцність закріплення і вільний прохід струмоприймача з урахуванням його конструктивних особливостей.

Контактні мережі трамвая з дуговим струмоприймачем (типом пантограф), затиски яких повинні залишатися вільними від нижньої поверхні контактного проводу, а тролейбусні затиски, крім того, повинні мати обмежені поперечні розміри, що забезпечують вільне вписування його у внутрішній контур голівки струмоприймача.



Затискачі підрозділяють на [1]:

- *Трамвайні підвісні* для одного проводу ЗПО (рис.2.14,а) і для двох проводів ЗПД (рис.2.14,б) призначені для кріплення до підвісної системи одного або двох контактних проводів. Ці затиски із закріпленими в них проводами повинні витримувати без вигину навантаження не менше 8000 Н.
- *Трамвайний з'єднувальний* (рис.2.14,в), служить для з'єднання двох КП. Електричний опір з'єднання, що змонтоване з двох проводів на трьох затискачах, не повинне бути більше опору проводу.
- *Трамвайний живлячий ЗП* (рис.2.14,г) встановлюють для кріплення живлячих кабелів до контактного проводу.
- *Трамвайний розпорний ЗР* (рис.2.14,д) призначений для кріплення у вертикальній площині двох КП. Затискач служить для розпору між основним КП і байдратом на кривих ділянках шляху і перетинах трамвайних проводів.
- *Тролейбусний підвісний ЗПВ* (рис. 2.15,а,б) служить для кріплення до підвісної системи КП в троллейбусній мережі.
- *Тролейбусний живлячий ЗПТ* (рис.2.15,в) встановлюють для кріплення мідного проводу або кабелю до КП троллейбуса.
- *Затискач стикової* для троллейбусної мережі ЗСТБ (рис. 2.1,6).
- *Затискач струновий ЗСТ* (рис.2.17) служить для кріплення струн на сталевому канаті і проводі в мережі трамвая і троллейбуса.
- *Затискач кінцевий* для синтетичного тросу (2.18) [31] .
- *Затискач кінцевий* для металевого тросу (2.19) [31] .

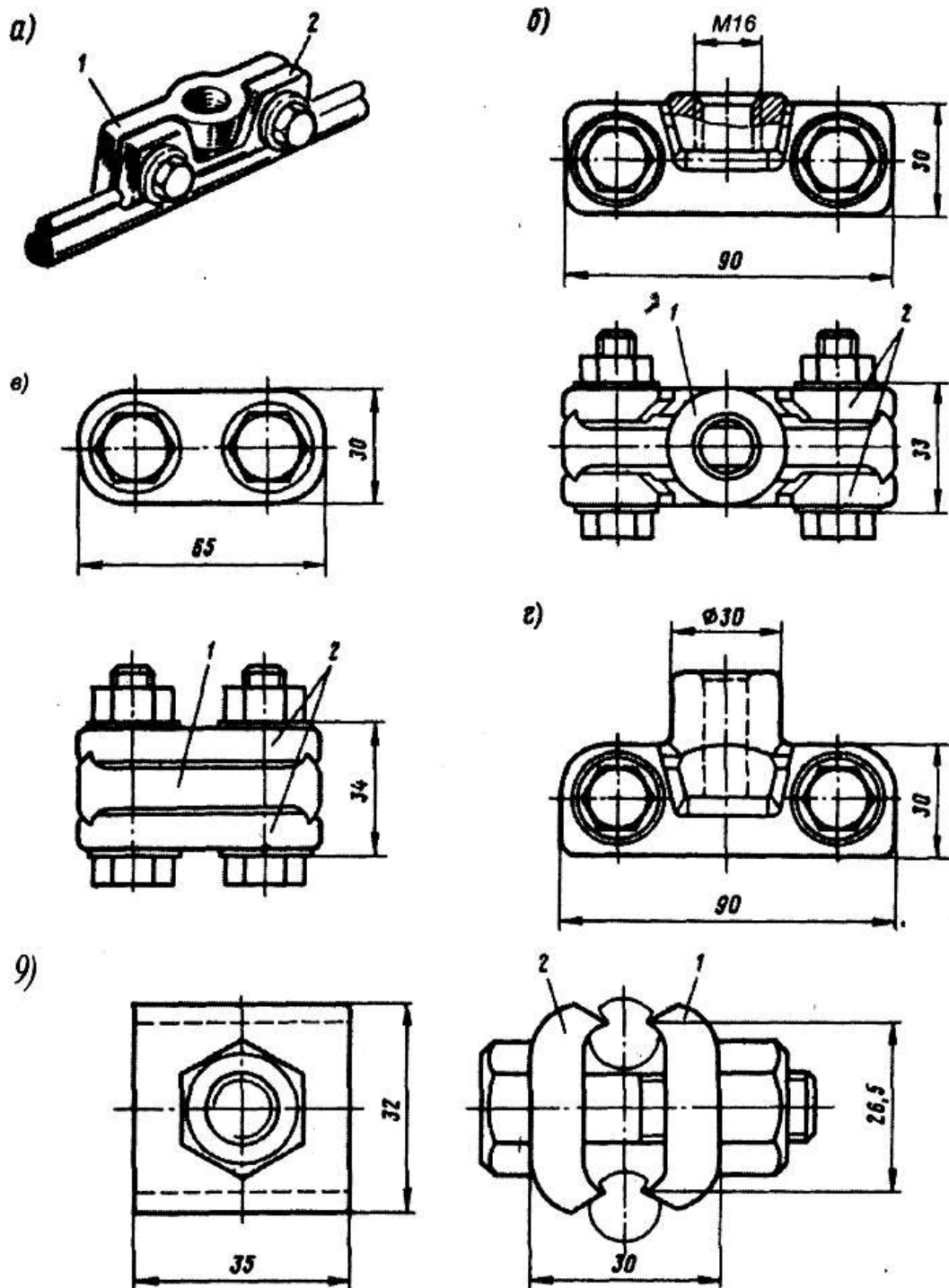


Рис. 2.14 – Трамвайні затискачі:

а - підвісний для одного проводу ЗПО; б - підвісний для двох проводів ЗПД; в - з'єднуючий ЗСП; г - електроз'єднуючий живлячий ЗЕП; д - з'єднуючий розпір ЗСР; 1 - основна щічка; 2 - притискна щічка

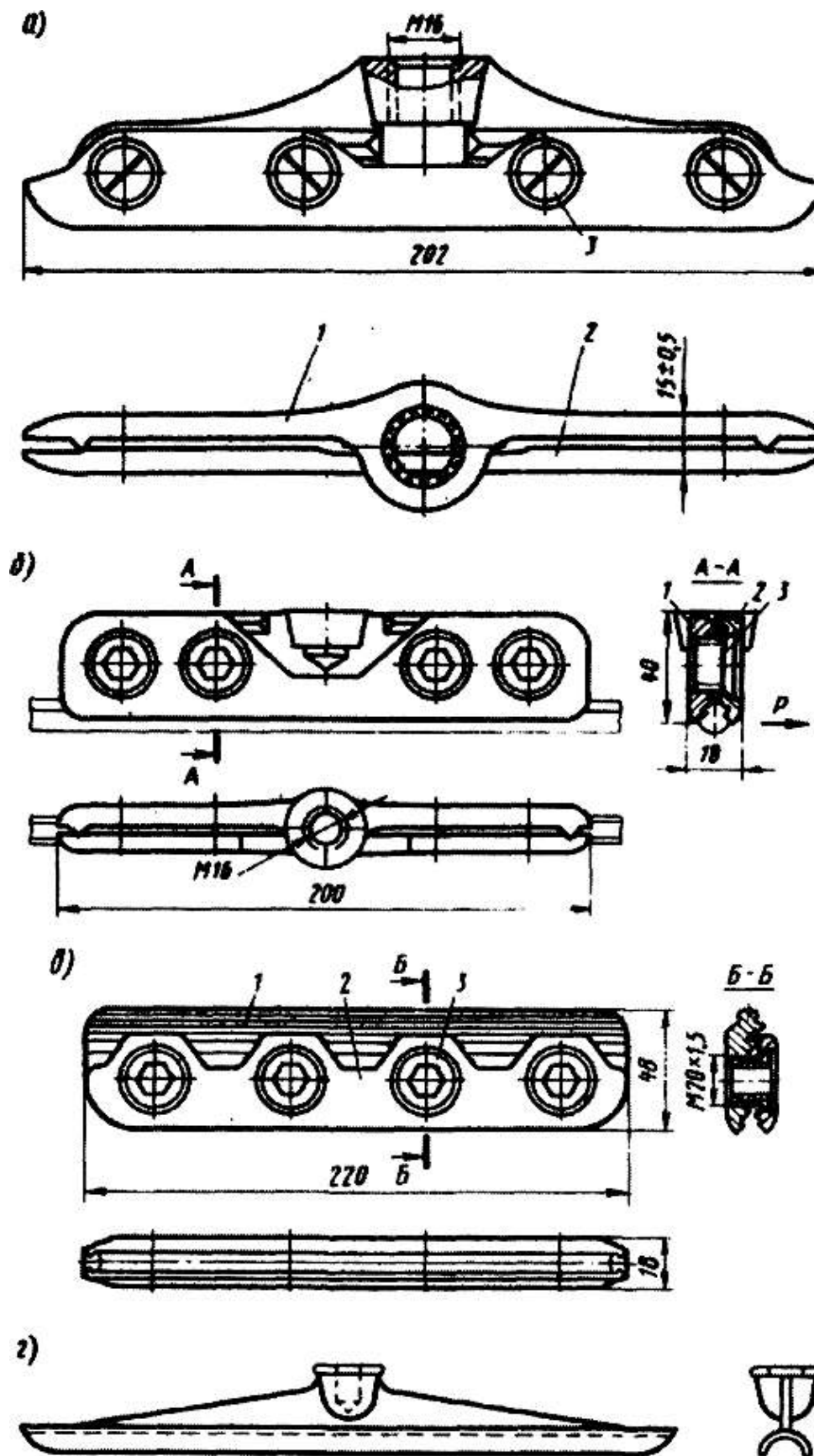


Рис. 2.15 – Тролейбусні затиски: а - підвісний ЗПВ; б - підвісний ЗПВ-2;  
в - електроз'єднувальний живлячий перехідний; г - гвинт спеціальний

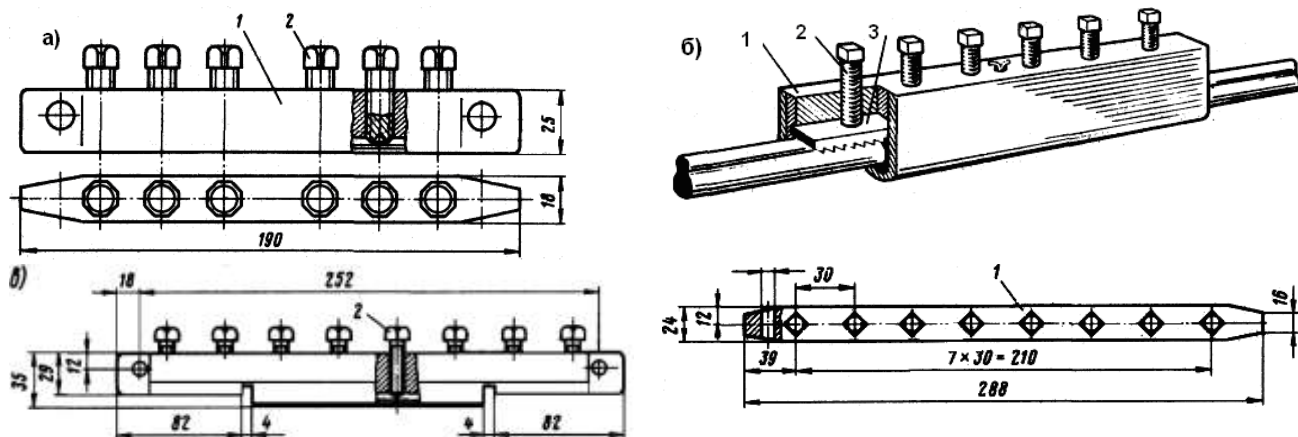


Рис. 2.16 – Затискачі стикові: а - тролейбусний ЗС; б - типу обхвату для сталевалюмінієвого проводу; в - для сталевалюмінієвого проводу з роздільним захопленням сталеві і алюмінієвої частин; 1 - корпус; 2 - болт спеціальний; 3 - зубчаста рейка

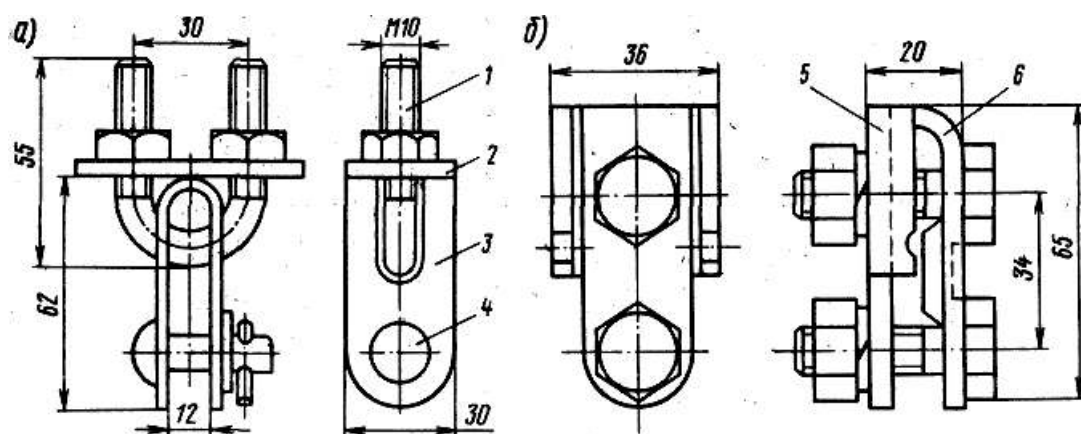


Рис. 2.17 – Затискачі струнові:  
а – типу ЗПС-1; б – типу ЗПС-2; в – хомутик; 1 – болт; 2 – планки; 3 – обойми; 4 – валик; 5 – щічки основні; 6 – щічка додаткова



Рис. 2.18 – Затискач кінцевий для синтетичного тросу (Західна Європа, Прибалтика)



Рис. 2.19 – Затискач кінцевий для металевого тросу (Харків)

### 2.3.5. Підвісна арматура

Трамвайні підвіси виготовляють двох видів: з ізольованими болтами з овальною (рис.2.13) або з циліндровою голівками.

Корпус підвісу першого виду складається з двох половин, між якими затискаються один або два ізольовані болти БО. Підвіс стримується на поперечці за рахунок тертя, що створюється від вигину проводу на підвісі і затягування болтів корпусу. Спільний вид підвісу для прямої ділянки шляху ПРО-1 показаний на рисунку 2.20,а. Для кривих ділянок шляху і на стрілочних злиття проводів при кріпленні на різному тросі застосовують підвіси КСО-1 для одного проводу і КСО-2 на два проводи (рис.2.20,б) [1].

Для кріплення на відтяжці використовують одноплечі підвіси КОО-1 для одного проводу і КОО-2 для двох проводів. Для кріплення на стелі штучної споруди, в отворах воріт або підшивання під мостами встановлюють підвіси ПО-1 (рис.2.20,в) Для підвіски на прямій ділянці шляху служить підвіс ПРЦ-1 (рис.2.20,а) для одного проводу і ПРЦ-2 для двох проводів. На поперечці підвіс стримується за рахунок вигину проводу поперечки на підвісі в горизонтальній площині.

Для підвіски на кривих ділянках шляху і для стрілочного злиття проводів використовують підвіси КСЦ-1 і КСЦ-2 відповідно на один (рис.2.20, б) і два проводи, які встановлюють у розтин поперечки.

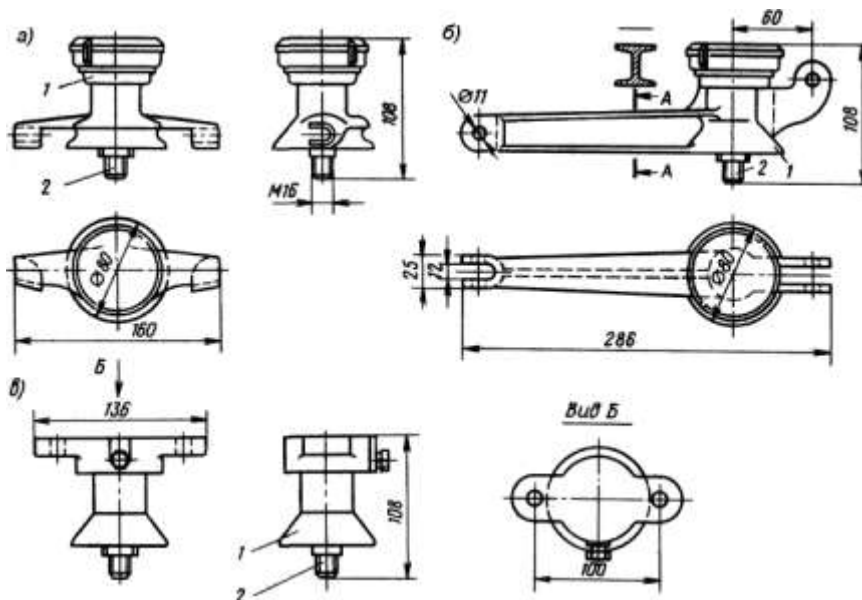


Рис. 2.20 - Трамвайні підвіси з ізольованими болтами з овальною головною:

- а - для прямих ділянок шляху на один провід ППО; б - одноплечий підвіс з додатковим проводом; в - для жорсткої підвіски ПЖ; 1 - корпус; 2 - ізольований болт (рис.2.13); 3 - відтяжний трос; 4 - затискач з'єднувальний ЗСП; 5 - додатковий провід (байдрат); 6 - підвісний затискач

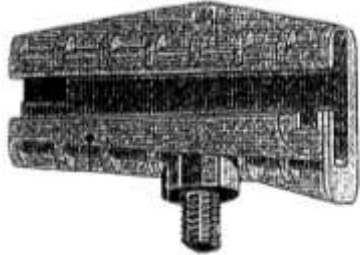
Для кріплення на відтяжці застосовують одноплечі підвіси КОЦ-1 для одного проводу і КОЦ-2 для двох проводів, стельовий підвіс ПЦ-1 (рис.2.21,б).

Деталі підвісів повинні мати цинкові покриття, а корпус – лакофарбові покриття, по антикорозійних властивостях і терміни служби не поступливі

цинковому покриттю. Навантаження, при вигині підвісів, має бути не менше 4000Н.

У країнах Західної Європи, Прибалтики широке застосування на трамвайних лініях знайшли клинові підвіси для синтетичного троса (рис.2.21[31]).

Рис.2.21 Підвіс клиновий для синтетичного троса (Португалія) [33].



Корпус – сплав алюмінію  
з болтом М16- сталь неіржавіюча



Клин – поліамід з 30% добавкою  
скловолокна

Тролейбусні підвіси виготовляють декількох видів: жорсткий двоплечий (2.22,б), жорсткий одноплечий (рис.2.22,а), маятниковий підвіс (рис.2.3), вузол підвішування і фіксації (рис.2.22,в) і підвіс ковзаючої струни. В теперішній час широке застосування знаходять замість металевого підвісу ізолятор підвісний ИП-2 (рис.2.11) и пряжкового ізолятора - ізолятор натяжний (рис.2.12).

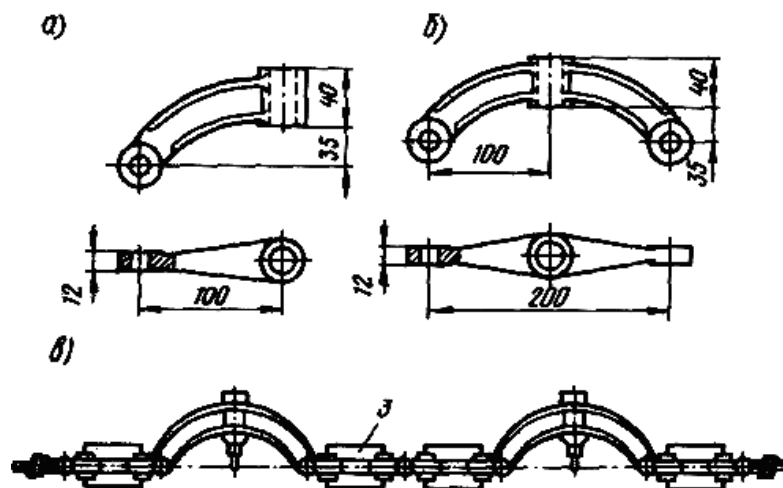


Рис. 2.22 - Тролейбусні підвіси: а - неізолюваний одноплечий ПНО;  
б - неізолюваний двоплечий ПНД; в - вузол підвішування і фіксації УПФ-1;  
1 - підвіс неізолюваний планковий; 2 - струни; 3 - ізолятор пряжковий ИП-1

Значно кращу еластичність має маятниковий підвіс (рис. 2.3), у якого є похилі струни з включеними в них ізоляторами. Дві рівні шарнірно закріплені струни забезпечують паралельне переміщення нижньої скоби при зміні нахилу струни, а вісь симетрії проводу постійно залишається вертикальною, що значно підвищує термін служби контактного проводу. Крім того при зміні температури навколишнього середовища в певних межах залишаються постійними натягнення і стріла провисання контактного проводу.

## 2.4. Спецчастини

У місцях перетину контактних проводів ліній трамвая і тролейбуса, взаємного перетину ліній трамвая, взаємного перетину ліній тролейбуса, злиття ліній тролейбуса в одну, розгалуження лінії тролейбуса на два напрями, секціонування, сполучення анкерних ділянок напівкомпенсованої підвіски, регулювання натягнення і стріли провисання КП і на кривих ділянках контактних проводів тролейбуса встановлюють спеціальні конструкції, які одержали назву – *спецчастини*.

### 2.4.1. Секційні ізолятори

Всю контактну мережу ділять на електричні ізольовані ділянки – секції, що відокремлені одна від одної секційними ізоляторами, які бувають з дугогасінням (рис. 2.21,а; 2.21,б) [1] та без дугогасіння. Перші ізолятори обов'язково встановлюють на позитивному КП.

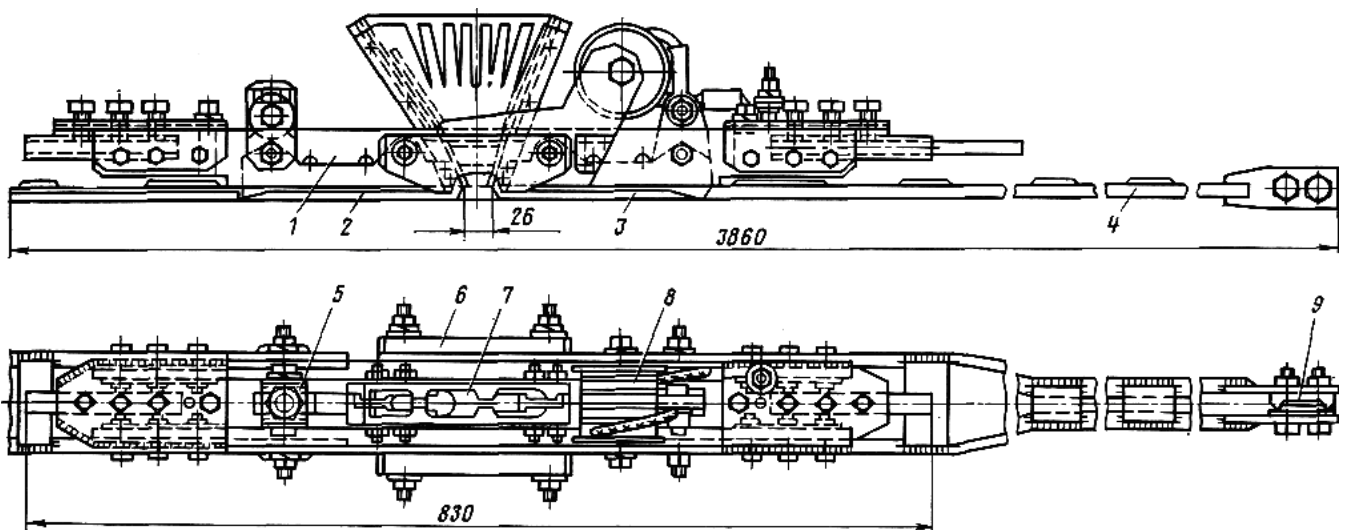


Рис. 2.22,а - Секційний ізолятор СІТ-Д:

1 - рама; 2 - струмопровідний елемент; 3 - нейтральний елемент; 4 - полоз; 5 - вушко підвісне;  
6 - полоз середній; 7 - камера дугогасильна; 8 - котушка дугогасильна; 9 - затиск спеціальний

Секційний ізолятор СІТ-Д призначений для роботи на мережі трамвая з дуговим струмоприймачем і пантографом, а СІ-6Д – для тролейбуса.

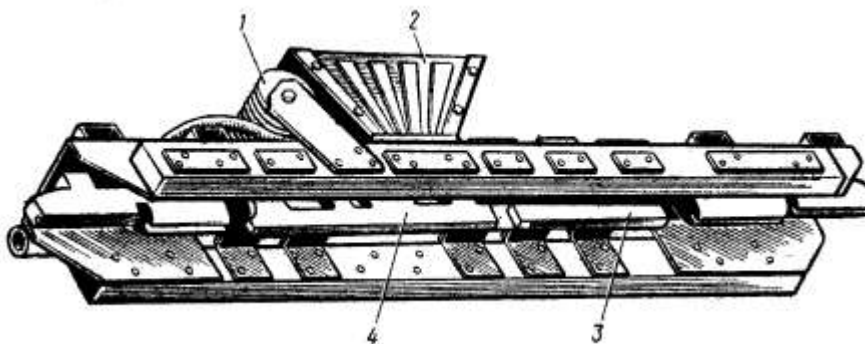


Рис. 2.22,б - Секційний ізолятор СІ-6Д:

1 – дугогасильна котушка;  
2 – дугогасильна камера;  
3,4 – ходові елементи



### 2.4.2. Шумоглушники

При підвісці фіксуючих тросів до стін будівель і споруд необхідно встановлювати шумоглушники (рис. 2.23) для захисту від передачі на стіни шуму [1].

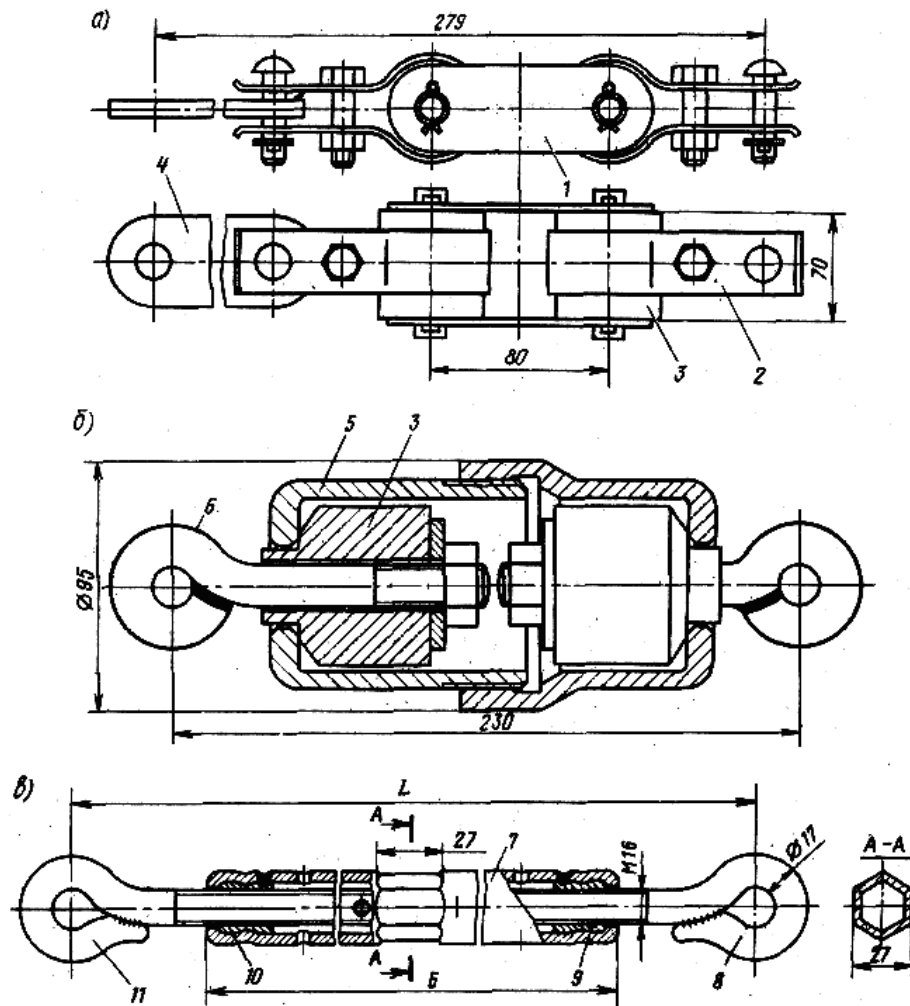


Рис. 2.23 - Шумоглушники відкритого (а) та закритого (б) типів; натяжна закрыта муфта (в): 1 – сполучна планка; 2 – хомут; 3 – гумовий валик; 4 – перехідна планка; 5 – стакан; 6 – стрижень; 7 – корпус; 8, 11 – штанги відповідно з лівим і правим різьбленням; 9, 10 – втулки відповідно з лівим і правим різьбленням.

### 2.4.3. Температурний гвинт

Для сезонного регулювання натягу й стріли провису контактного проводу застосовують температурний гвинт трамвайної лінії (рис. 2.24), включений в розріз контактних проводів. Температурний гвинт має натяжну муфту з правим і лівим різьбленням на гвинтах і гайках. Ходова лінія для струмоприймача утворюється двома додатковими дротами, розташованими під муфтою. Між собою додаткові дроти з'єднані затисками. Температурний гвинт підвішують на поперечці за допомогою сталевого каната, який одночасно страхує від падіння дротів на землю при руйнуванні гвинта.



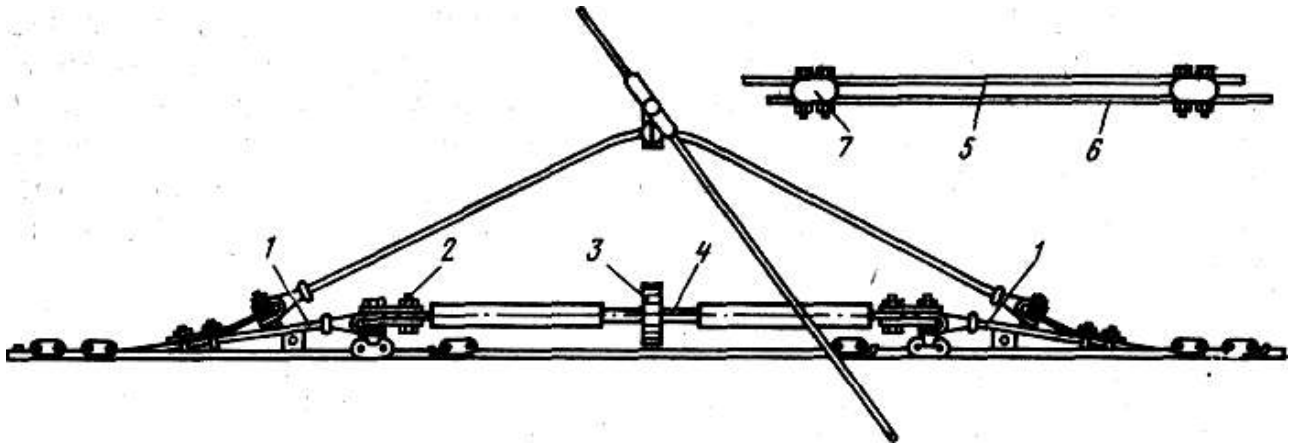


Рис. 2.24 - Температурний гвинт: 1- контактний провід; 2 - гвинти; 3 - зубчасте колесо; 4 - натяжна муфта; 5, 6 - додаткові проводи; 7 - з'єднувальні затиски

#### 2.4.4. Перетини контактної мережі

На сьогодні всі перетини контактної мережі в різних містах (не кажучи вже і в різних країнах) конструктивно відрізняються один від одного, зберігаючи призначення і принцип дії.

На Україні знайшов поширення перетин контактної мережі «трамвай – тролейбус» типу МТТ 40/90 (рис. 2.25) [1].

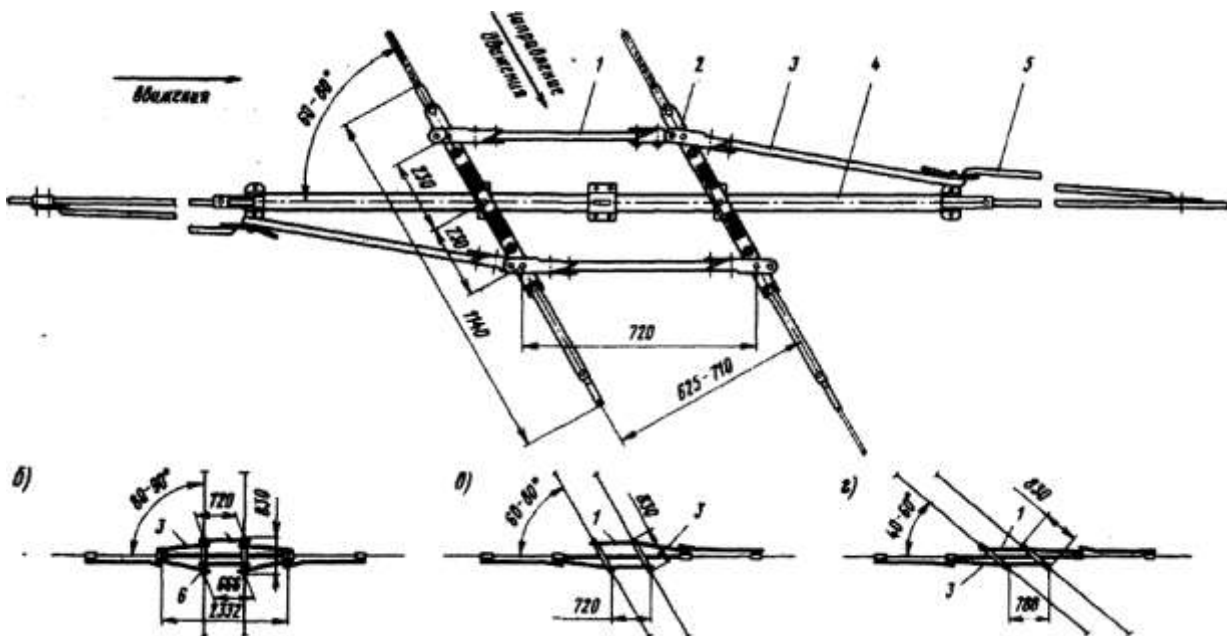


Рис. 2.25 - Перетин трамвайної лінії з тролейбусною типу МТТ 40/90:  
а - загальний вигляд; б, в, г - схеми збирання для кутів відповідно 80-90; 60-80; 40-60°; 1 - полоз середній; 2 - кронштейн; 3 - полоз довгий; 4 - ізолюваний брус; 5 - направляючі шини; 6 - полоз короткий.

Службою енергогосподарства ХКП «Міськелектротранс» (м. Харків) розроблений та випускається потрійний перетин (рис.2.26) для тролейбусної мережі, що дало можливість значно спростити підвіску при зміні напрямку руху тролейбусів у трьох напрямках.

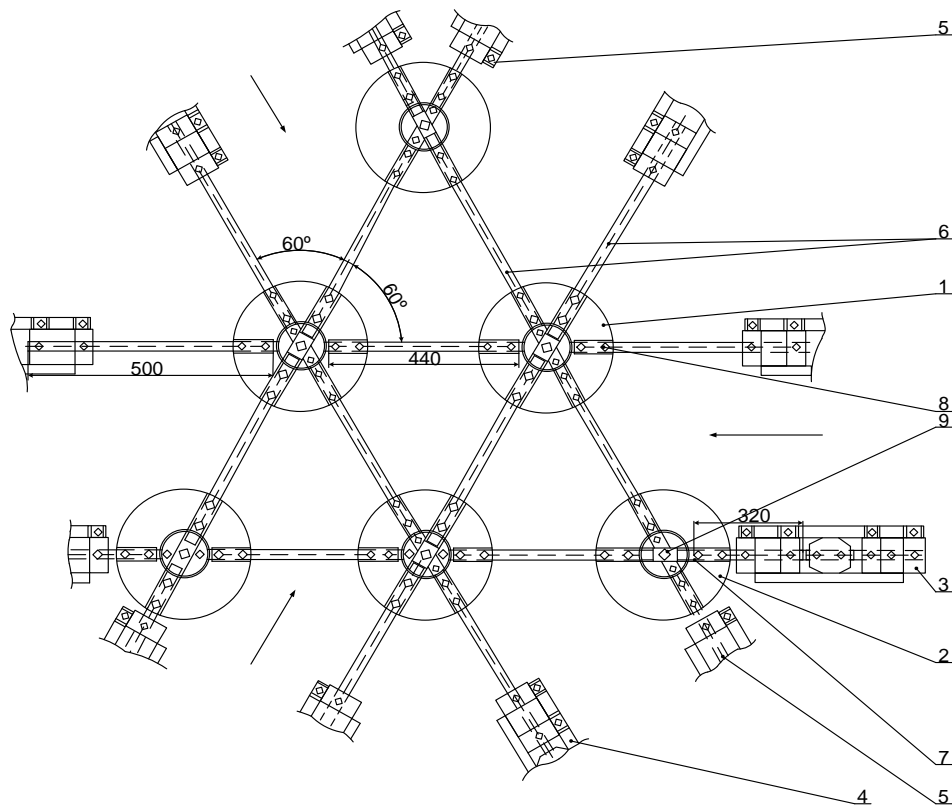


Рис. 2.26 - Потрійний перетин тролейбусних ліній:

1,2 – хрестовина; 3 – секційний ізолятор СІ-6Д; 4 – секційний ізолятор СІ-6М; 5,6 – ходовий елемент; 7 – болт М10×35; 8 – гайка М10; 9 – гайка М16.

### 2.4.5. Криві утримувачі

Для створення плавної ходової лінії руху струмоприймача тролейбуса застосовують криві утримувачі (рис.2.27, 2.28 [31]). Криві утримувачі типу КД відрізняються конструктивно на різні кути : КД 25/45, КД 10/25, КД 6/12.

Криві утримувачі, що експлуатуються в країнах Західної Європи і Прибалтики (рис.2.28) [31], мають перевагу перед утримувачами типу КД, яка полягає в тому, що головка струмоприймача ковзає контактним проводом, а не металевою напрямною (рис.2.27), що значно зменшує знос вставки головки струмоприймача.

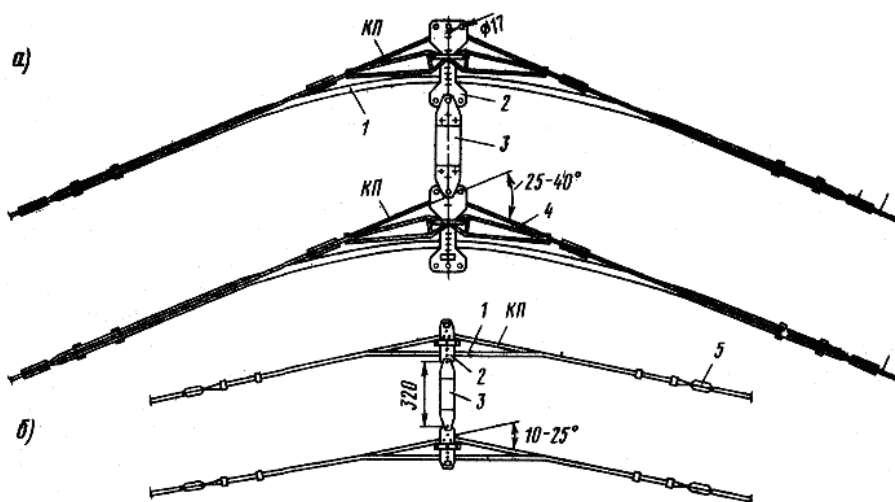


Рис. 2.27 – Криві утримувачі: а - типу КД 25/45; б - типу КД 10/25; КП — контактний провід; 1 - бігунок; 2 - плита; 3 - планковий ізолятор; 4 - запобіжник; 5 - кінцевий затиск

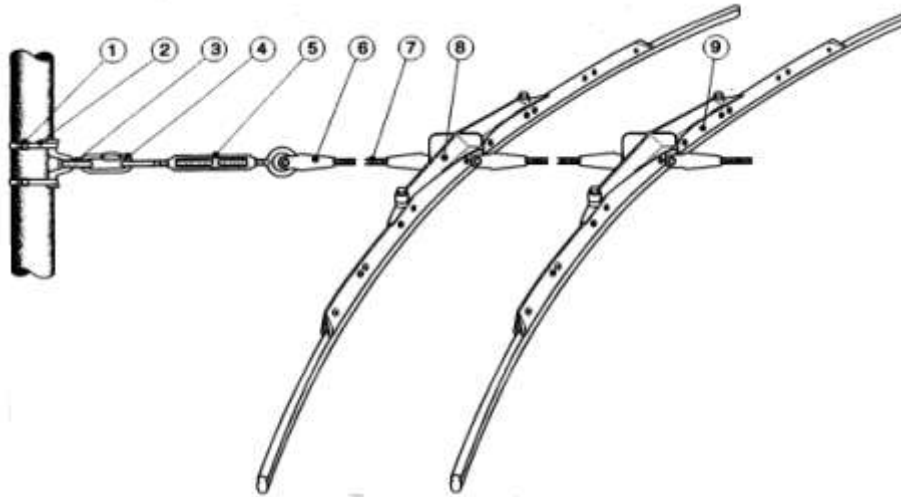


Рис. 2.28 – Підвіска кривого утримувача тролейбуса ( м. Рига, Латвія ) [32]:

1 – скоба; 2 – бандажна стрічка; 3 – кріплення якоря; 4 – карабін; 5 – натяжна муфта; 6 – затиск кінцевий; 7 – трос синтетичний; 8 – підвіска двопліча жорстка; 9 – кривий утримувач.

### ***Контрольні питання до розділу 2***

1. Вимоги до контактної мережі.
2. З яких елементів складається контактна мережа?
3. Перерахуйте прості підвіски.
4. Як класифікують ланцюгові контактні підвіски?
5. Переваги маятникової підвіски.
6. Анкерівка проводів. Призначення. Вантажна компенсація.
7. Види подовжньої ланцюгової підвіски.
8. Трасування контактної мережі.
9. Де і навіщо виконують косі контактні підвіски?
10. Типи контактних проводів і їх коротка характеристика.
11. Троси і підсилюючі проводи.
12. Види ізоляторів і їх призначення.
13. Затиски контактної мережі і їх призначення.
14. Спецчастини контактної мережі і їх призначення.

## Розділ 3. Механічні розрахунки простої і ланцюгової підвісок

### 3.1. Розрахунок полігону

Розглянемо графічний метод розрахунку полігону, що сприймає через відтяжки зусилля від зміни напрямку проводу криволінійною ділянкою шляху.

Нехай ділянка має деякий радіус кривизни  $R$ ; КП – розташований по хордах в точках 1, 2, 3 і 4, а полігонний трос – закріплений в заданих точках (опорах) А і В (рис. 3.1) [1].

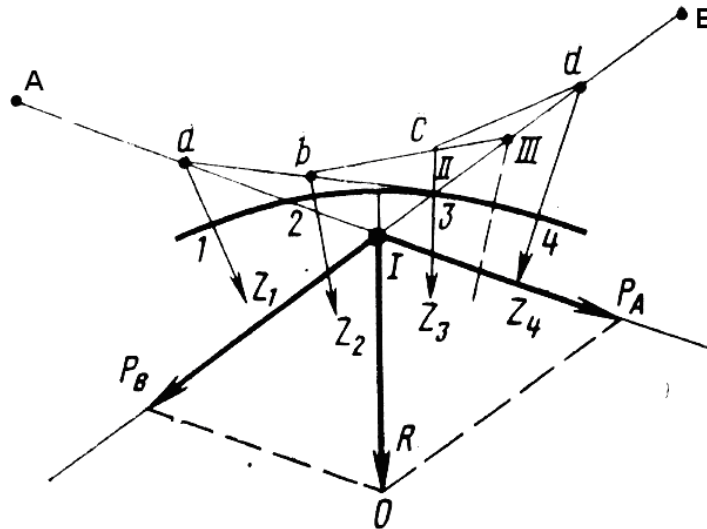


Рис. 3.1 – Схема до розрахунку полігону

Приймаємо довжини всіх хорд і кути зміни напрямку в кожній точці відтяжки однаковими. При цьому очевидно, що зусилля, які діють на відтяжки, будуть рівні один одному  $Z_1 = Z_2 = Z_3 = Z_4$  і направлені до центру кривої  $O$ .

Рівнодійна всіх сил  $R$  пройде через середину хорди на ділянці 2–3 і буде направлена також до центру кривої  $O$ . Прийmemo, що точка  $I$  – точка додатку рівнодійної  $R$ . Розкладемо  $R$  на напрям опор А і В і одержимо зусилля  $P_A$  і  $P_B$ , які прикладені відповідно до опор А і В.

Продовжимо напрям сили  $Z_1$ , до перетину з променем А-І в точці «а». Можемо прийняти точку «а» за жорстку незмінну точку і розглядати сили, що залишилися  $Z_2, Z_3$  і  $Z_4$ , як такі, що знаходяться між опорами А і В.

Рівнодійна цих сил знаходитиметься на напрямі сили  $Z_3$ , а точка додатку її ІІ буде на перетині променя  $Z_3$  з лінією В-І.

Продовживши напрям сили  $Z_2$  до перетину з променем «б-а-ІІ» одержимо точку «б», яку також прийmemo за жорстку й незмінну, а сили, що залишилися  $Z_3$  і  $Z_4$  – як такі, що знаходяться між сторонами «б» і В. Рівнодійна цих сил буде посередині між хордами 3–4 і спрямована до центру  $O$ , а точка додатку її ІІІ буде на перетині з променем В-І. Продовживши напрям сили  $Z_3$  до перетину з променем «б»-ІІІ, одержимо точку «с», яку можна прийняти за нову опору. Додаток сили, що залишилася –  $Z_4$ , буде на перетині з

променем  $B-I$  в точці « $d$ ». Таким чином, положення полігонного тросу визначилося ламаною лінією  $A-a-b-c-d-B$ .

Довжина струн, що сполучають полігонний трос з КП, дорівнює відріzkам  $a-1$ ,  $b-2$ ,  $c-3$  і  $d-4$ , що взяті в тому ж масштабі, який був прийнятий для побудови кривої.

Як видно з графічної побудови, результат цілком залежить від будь-якого вибраного положення точки  $I$  на напрямі рівнодійної  $R$ . Віддаляючи точку  $I$  від центру кривої, збільшуємо довжину струн і зусилля на опори, і навпаки, наближаючи її до центру, зменшуємо довжину струн і навантаження на опори.

### 3.2. Визначення довжини хорди на криволінійних ділянках трамвайної мережі

На кривих ділянках мережі трамвая КП розташовують по хордах між двома кривими, одна з яких має радіус більший, ніж радіус кривої руху середини струмоприймача на розмір допустимого відхилення проводу в зовнішній бік, а друга крива – на той же розмір у внутрішній бік (рис. 3.2) [1].

З'єднавши кінці хорди  $A$  і  $B$  з центром кривої  $O$ , одержимо рівнобедрений трикутник  $AOB$  із сторонами « $R+b$ » і основою « $a$ », де  $R$  – радіус кривої середини струмоприймача,  $b$  – допустиме відхилення струмоприймача.

Опустивши перпендикуляр з вершини  $O$  на сторону « $a$ », одержимо два прямокутні трикутники  $AOC$  і  $BOC$  із сторонами « $R+b$ » « $R-b$ » і « $a/2$ ».

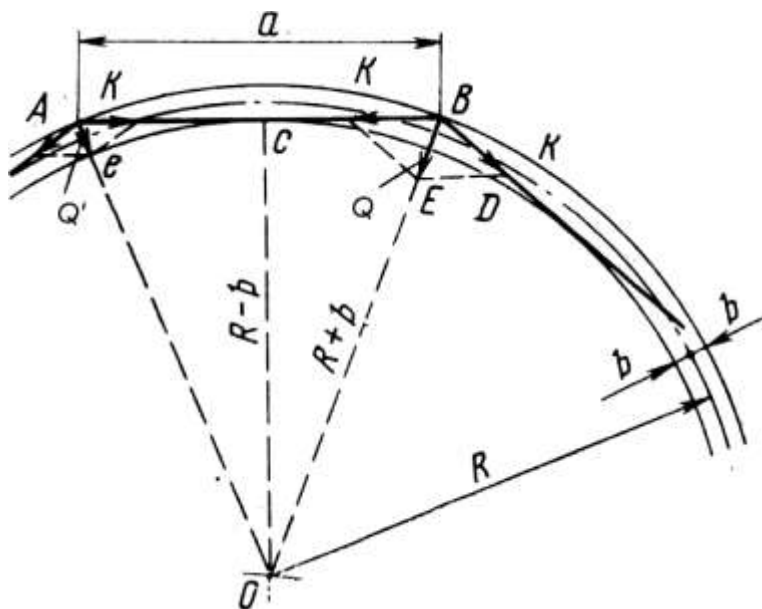


Рис. 3.2 – Схема розрахунку мережі трамвая на кривих ділянках

З трикутника  $AOC$  одержимо

$$(R+b)^2 = (R-b)^2 + (a/2)^2, \quad (3.1)$$

звідки

$$a = 4 \cdot \sqrt{R \cdot b}. \quad (3.2)$$

Радіус траєкторії середини струмоприймача  $R$  мало відрізняється від радіуса осі шляху, тому остання може бути прийнята для обчислення довжини хорди.

З іншого боку, довжина хорди обмежується допустимим зусиллям  $Q$  на болт підвіски, що виникає внаслідок змін напрямку КП. На підвіску в точці  $B$  діє сила  $Q$ , що є результуючою сил натягнення проводу  $H$ .

З подібності  $\triangle AOB$  і  $\triangle BDE$  маємо  $BE/ED = AB/OB$ , але  $BE = Q$ ,  $ED = K$ ,  $AB = a$ ,  $OB = R$ , отже  $Q/K = a/R$ , звідки  $Q = K \cdot a/R$ .

Спершу кривою зусилля на болт підвісу  $Q'$  визначаємо з  $\triangle Adc$  і  $\triangle AOC$ . Кут  $\angle dAc$  мало відрізняється від прямого, тому можна прийняти трикутники подібними.

$$\frac{Q'}{H} = \frac{a}{2R}, \quad (3.3)$$

звідки 
$$Q' = H \cdot \frac{a}{2R} = \frac{Q}{2} \rightarrow a = \frac{Q \cdot R}{H}. \quad (3.4)$$

### 3.3. Визначення довжини хорди на криволінійних ділянках руху тролейбуса

Різниця в розрахунку КМ тролейбуса від трамвая полягає в тому, що на кривих ділянках тролейбусної лінії КП підвішується по хордах, які розташовуються так, щоб виключити відрив струмоприймача внаслідок надмірного його віддалення від проводів, тобто від траєкторії віддалення проводів від траєкторії руху тролейбуса.

Розглянемо схему розташування проводу з відхиленням від траєкторії руху тролейбуса (рис. 3.3). З'єднавши кінці хорди з центром кривої  $O$ , одержимо рівнобедрений трикутник  $AOB$  з основою «а» і сторонами  $(R-b)$ .

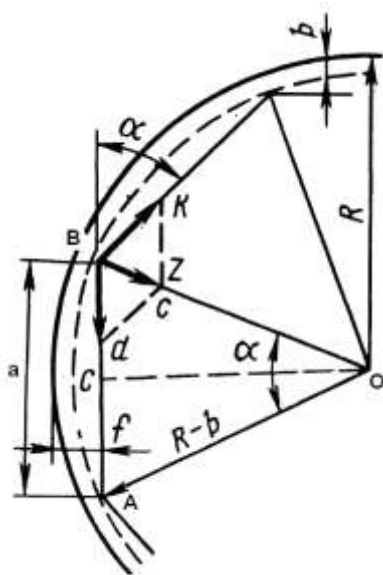


Рис.3.3 - Схема до розрахунку мережі тролейбуса на кривих ділянках:

- де  $R$  – радіус траєкторії руху тролейбуса, м;
- $(R-b)$  – найбільш доцільне відхилення точок підвішування проводу від осі траси тролейбуса, м;
- $a$  – хорда кривої, м;
- $f$  – прийняте допустиме відхилення проводу від осі траси тролейбуса в середині хорди, м;
- $\alpha$  – кут повороту проводу в кривій.

Кут при вершині  $\Delta AOB$  « $\alpha$ » дорівнює куту повороту в точці кріплення. Опустивши з вершини  $\Delta AOB$  на сторону « $a$ », перпендикуляр одержимо два прямокутні трикутники  $AOC$  і  $COB$  зі сторонами, що дорівнюють  $(R-b)$ ,  $(R-f)$  і  $a/2$ .

З прямокутного трикутника  $\Delta BOC$  маємо

$$(R - b)^2 = (R - f)^2 + (a/2)^2, \quad (3.5)$$

звідки 
$$a = \sqrt{[2R - (f + b)][(f - b)]}, \text{ м.} \quad (3.6)$$

Якщо прийняти  $b = 1$  м;  $f = 2$  м, одержимо довжину хорди, м:

$$a = 2\sqrt{2R - 3}. \quad (3.7)$$

З  $\Delta BOC$  визначимо довжину хорди:

$$a = 2(R - f) \cdot \operatorname{tg} \alpha/2. \quad (3.8)$$

Цей вираз може бути використаний для перевірки відповідності довжини хорди гранично допустимому куту « $\alpha$ ».

Зусилля на точку кріплення проводу від зміни напрямку проводу визначають з трикутника  $\Delta Bdc$ .

$$Q = 2Z \cdot \sin \alpha/2, \text{ Н.} \quad (3.9)$$

З рівняння (3.9) виходить, що зусилля від зламу контактного проводу на початку кривої в два рази менше, ніж у середині.

### 3.4. Взаємодія контактного проводу і струмоприймача

Надійність і якість струмознімання значною мірою залежить від тиску, що створює струмоприймачем на КП під час руху. При малому тиску зростає електричний опір в контакті, відбувається нагрів КП і дугоутворення, що сприяє зносу, а також сходження струмоприймача з КП в тролейбусній мережі, створюючи аварійну ситуацію.

При великому тиску відбувається посилений механічний знос контактного проводу. При русі струмоприймача контактною підвіскою відбуваються зміни положення струмоприймача щодо висоти підвіски КП, стріли підвіски, а також еластичності контактної підвіски, що викликаються змінами. Конструкція струмоприймача передбачає, щоб натиснення струмоприймача на КП мало залежало від висоти.

У загальному випадку натиснення струмоприймача на КП визначають, Н:

$$P = (P_0 \pm P_T) \pm P_a \pm P_w, \quad (3.10)$$

де  $P_0$  – натиснення струмоприймача на КП, що визначене зусиллям пружини, Н;

$P_T$  – сила тертя в шарнірах струмоприймача, приведена до точки дотику, Н;

$P_a$  – динамічна складова натиснення струмоприймача, що приведена до точки дотику і прискорення у вертикальному напрямі, Н;

$(P_0 \pm P_T)$  – статична характеристика струмоприймача.

$$P_a = m_T \cdot a, \quad (3.11)$$

де  $m_T$  – мінімальна приведена маса струмоприймача до точки дотику (використання сучасних легких конструкційних матеріалів)

( $m_T = (250-300)$  Н – трамвай;  $m_T = (200-250)$  Н – тролейбус).

$P_w$  – аеродинамічна складова натиснення струмоприймача, визначена діями повітря при русі потягу, Н.

$a$  – прискорення вільного падіння, м/с.

Згідно з нормами, що встановлені Міжнародною електротехнічною комісією, натиснення струмоприймача при найбільшій швидкості руху, що допускається, не повинне змінюватися через аеродинамічний ефект більше ніж на 10% і менше ніж на 30%.

Конструкція КМ визначає траєкторію руху точки дотику струмоприймача, тобто значення вертикального прискорення «а». Це прискорення в першу чергу залежить від еластичності КМ « $\eta$ », яку характеризує значення відтиснення КП  $\Delta h$  під дією прикладеної в даній точці вертикальної сили Р.

$$\eta = \Delta h / P. \quad (3.12)$$

Точний розрахунок еластичності становить значні труднощі. Тому при розрахунках вводять наступні допущення: не враховувати жорсткість контактного проводу і несучого троса; вважати незмінним натягнення КП; силу натиснення струмоприймача прийняти невеликою в порівнянні з основним, рівномірно розподіленим навантаженням контактної підвіски (рівномірно розподіленої по довжині прольоту, а не по довжині проводу). Тоді, наприклад, для значення еластичності простої контактної підвіски в точці, розташованій на відстані  $x$  від кріплення проводу, одержимо вираз:

$$\eta = \frac{x(l-x)}{l \cdot K}, \quad (3.13)$$

де  $K$ , – натягнення КП, Н.

Цей вираз відповідає параболі з максимальною ординатою в середині прольоту, рівній:

$$\eta = l / 4K. \quad (3.14)$$



Контактним підвіскам різної конструкції відповідають різні графіки зміни еластичності по довжині прольоту. У таблиці 3.1 [1] наведені вирази для визначення типів еластичних контактних підвісок (Т – натягнення несучого троса).

Таблиця 3.1 – Вирази для визначення типів еластичних КП [1]

Тип підвіски	Формула для $\eta$
Проста жорстка	$\frac{x \cdot (l - x)}{l \cdot k}$
Проста еластична	$\frac{x \cdot (l - x)}{l \cdot k} + \frac{P_0}{8_{gK} \cdot K} \cdot \left(1 - \frac{2x}{l} + \frac{2x^2}{l^2}\right)$
Ланцюгова жорстка	$\frac{x \cdot (l - x)}{l \cdot (T + K)}$

Знаючи статичну характеристику струмоприймача, його приведену масу і графік еластичності, можна для кожної швидкості руху визначити траєкторію руху струмоприймача і зусилля натиснення між полозом струмоприймача і КП для будь-якої точки прольоту.

Досягають цього спільним розв'язанням системи диференціальних рівнянь, або графічно, розбиваючи проліт на ділянки, де рух струмоприймача приймають рівномірно прискореним, або за допомогою ЕОМ.

$$\left. \begin{aligned} d^2 \cdot y &= \frac{(P_0 \pm P_T) dl^3}{mV^2}; \\ y_0 &= y_K; \\ P_K &= \frac{y - Z_n}{\eta_y} \end{aligned} \right\}, \quad (3.15)$$

де  $m = (m_T + m_{K.П.})$  – тобто сума приведеної маси струмоприймача і маси контактної підвіски, що рухається, Н;

$V$  – швидкість руху потяга, км/год.;

$y_0$  і  $y_K$  – початкова і кінцева ординати траєкторії струмоприймача;

$Z_n$  – ордината траєкторії КП без дії на нього струмоприймача;

$\eta_y$  – еластичність контактної підвіски в точці з ординатою «у»;

$P_K$  – натиснення в точці дотику струмоприймача й контактного проводу.

Дослідження виразу (3.15) дозволяє зробити наступний висновок щодо конструкції КМ: для отримання задовільного струмознімання еластичність контактної підвіски повинна бути постійною по всій довжині прольоту; необхідно, щоб не змінювалося натягнення проводів КМ і на ній не розташовувалися зосереджені маси; КП повинен розташовуватися горизонтально.

## Приклад розрахунку контактної мережі

**Завдання:** Підібрати тип опори з порядковим номером 5 (рис.П- 1) для установки на криволінійній двоколінійній ділянці трамвая.

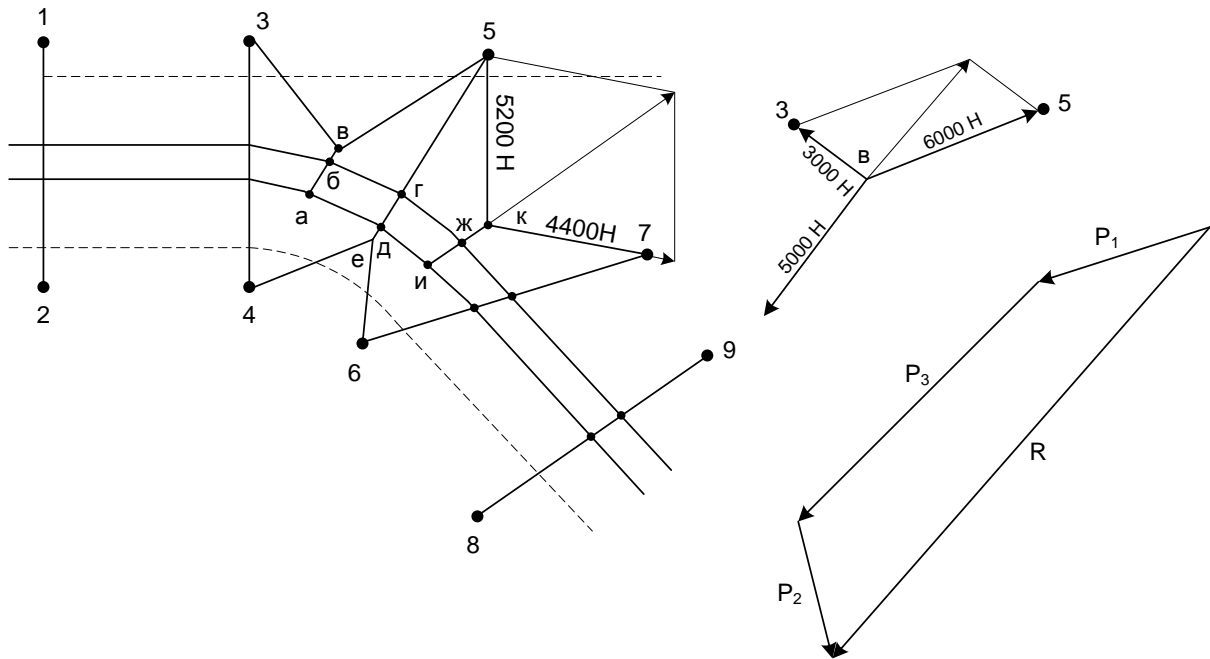


Рис. П-1 - Розрахункова схема підвіски контактного проводу трамвайної мережі

Дані розрахунку: радіус кривої внутрішнього шляху 50 м; контактний провід МФ-85; сила тяжіння комплекту підвісу для одного проводу на кривій 25 Н; відтяжки 20 Н; висота контактного проводу в точці підвісу 5,8 м. Для криволінійної ділянки прийнятий ухил з зовнішньої сторони кривої 1:20, з внутрішньою – 1:10.

**Рішення:** Довжина хорди (3.2):

$$a = 4\sqrt{R \cdot b} = 4\sqrt{50 \cdot 0,3} = 12,5 \text{ м};$$

Зусилля від одного дроту на підвісі (зусилля від зламу контактного проводу)  $z = 2500 \text{ Н}$ . Зусилля в кожній з відтяжок б-в і ж-к від двох проводів буде по  $2Z = 5000 \text{ Н}$ . Зусилля, що діє на сторону в-5 косинця 3-в-5, визначимо графічно, розклавши зусилля у відтяжки. На сторону кутника в-5 навантаження складе 6000 Н і 3000 Н на сторону в-3.

Висоту закріплення сторони кутника в-5 на опорі визначається по відстані від точки б до перетину відтяжки з перпендикуляром, опущеним з точки опори 5; вона вимірюється на кресленні в прийнятому масштабі:

Відстань  $l_1 = 26 \text{ м}$

Висота закріплення сторони в-5:

$$h_1 = h_{np} + h_a + \frac{l_1}{n} = 5,8 + 0,1 + \frac{26}{20} = 7,2 \text{ м}$$

Виконавши аналогічні побудови для кута 5-к-7, одержимо зусилля осторонь косинця к-5, рівне 5200 Н, відстань  $l = 25\text{ м}$ .

Висота закріплення сторони к-5:

$$h_2 = 5,8 + 0,1 + \frac{25}{20} = 7,15\text{ м}$$

Розрахунок поперечини 5-г-д-е

$$G_1 = q_{np} \left( \frac{l_1 + l_2}{2} \right) + G_{арм} = 7,45 \cdot \left( \frac{12,5 + 12,5 + 12 + 12,5}{2} \right) + 45 = 231,25\text{ Н}$$

$$q_{np} = 0,76 \cdot 9,81 = 7,45\text{ Н / м}$$

$$G_2 = q_{np} \left( \frac{l_3 + l_4}{2} \right) + G_{арм} = 7,45 \cdot \left( \frac{12,0 + 12,0 + 12,0 + 12,0}{2} \right) + 45 = 223,8\text{ Н}$$

Зусилля для зовнішньої ділянки кривої:

$$P_3 = \frac{n_1}{n_1 + n_2} \left[ (G_1 + G_2) \cdot n_2 + \frac{g_{n1} \cdot l_n \cdot n_2}{2} + P_1 + P_2 \right] =$$
$$= \frac{20}{10 + 20} \left[ (231,25 + 223,8) \cdot 10 + \frac{1,52 \cdot 28 \cdot 10}{2} + 2500 + 2500 \right] = 9762,8\text{ Н}$$

Висота закріплення троса на опорі 5 при відстані  $l_n = 28\text{ м}$  (вимірюється по кресленню).

$$h_3 = h_{np} + h_a + \frac{l}{n} = 5,8 + 0,1 + \frac{28}{20} = 7,3\text{ м}$$

По висоті пройде залізобетонна опора, що має вільну висоту 8,5 м.

Приведемо всі навантаження до цієї висоти:

Від сторони кутника в-5

$$P_1 = \frac{P \cdot h_1}{h_b} = \frac{6000 \cdot 7,15}{8,5} = 5047\text{ Н}$$

Від сторони кутника к-5

$$P_2 = \frac{5200 \cdot 7,15}{8,5} = 4458\text{ Н}$$

Від поперечини 5-г-д-е

$$P_3 = \frac{9762,8 \cdot 7,3}{8,5} = 8384,5\text{ Н}$$

Провівши геометричне складання сил і побудувавши багатокутник сил, визначаємо результуюче навантаження  $R = 10800\text{ Н}$ .

Для такого навантаження близько підходить залізобетонна опора СНЦ-10-12, яка має вільну висоту 8,5 м і нормативне навантаження 10 кН.

### **Контрольні питання до розділу 3**

1. Особливості розрахунок полігону.
2. Порядок визначення довжини хорди на криволінійних ділянках трамвайної мережі.
3. Порядок визначення довжини хорди на криволінійних ділянках руху тролейбуса.
4. Взаємодія контактного проводу і струмоприймач

## Розділ 4. Розрахунок навантаження контактних підвісок

### 4.1. Розрахунковий режим і навантаження на контактні проводи

#### 4.1.1. Метеорологічні чинники

Крім механічних навантажень, на КМ впливають: температура навколишнього середовища, вітер, ожеледиця (при зміні температури змінюється довжина контактного проводу, а отже – і натягнення). Вітер і ожеледиця збільшують вертикальне механічне навантаження, тим самим підвищуючи натягнення в контактному проводі.

Територія України згідно з ПУЕ [15] розділена на кліматичні зони (табл.4.1 – 4.4).

Таблиця 4.1 – Поділ території України на кліматичні зони

Кліматичний район	Температура повітря °С			
	абсолютний мінімум	низький 1 раз в 10 років	високий 1 раз в 10 років	абсолютний максимум
Дуже холодний	-64	-60	+38	+36
Холодний	-52	-47	+40	+38
Помірний, холодний	-31	-28	+37	+34
Помірний, теплий	-30	-24	+38	+36
Теплий, вологий	-15	-10	+39	+37
Жаркий, сухий	-30	-25	+45	+43
Дуже жаркий, сухий	-26	-20	+47	+46

Таблиця 4.2 – Районування території України залежно від швидкості вітру

Вітрові райони України	I	II	III	IV	V	VI
Максимальний тиск вітру під час ожеледиці, Па	150	200	250	300	350	400

Залежно від товщини стінки ожеледиці на проводах територія України поділена на шість районів (табл. 4.3).

Таблиця 4.3 – Поділ території України залежно від товщини стінки ожеледиці на проводах

Райони	1	2	3	4	5	6
Вага ожеледиці « $q_f$ », Н/м	8	12	15	20	30	40
Товщина стінки ожеледиці « $b$ », мм	12	16	19	22	28	34

При розрахунках КМ приймають сили, що діють на проводи, рівномірно розподілені по довжині ліній. Питоме навантаження від сили тяжіння « $q$ » дорівнює відношенню одиниці сили до одиниці довжини – Н/м.

Навантаження на провід від власної маси спрямоване вертикально вниз і визначають [1]:

$$q_{np} = 9,81 \cdot 10^{-9} \cdot \rho \cdot S, \text{ Н/м}; \quad (4.1)$$

де  $\rho$  – щільність матеріалу проводу, Н/м<sup>3</sup>;  
 $S$  – площа перерізу проводу, мм<sup>2</sup>.

Приймають  $\rho_{\Gamma} = 9000$  Н/м<sup>3</sup>, форма перерізу – циліндрова, товщина стінки циліндра «в» (рис. 4.1).

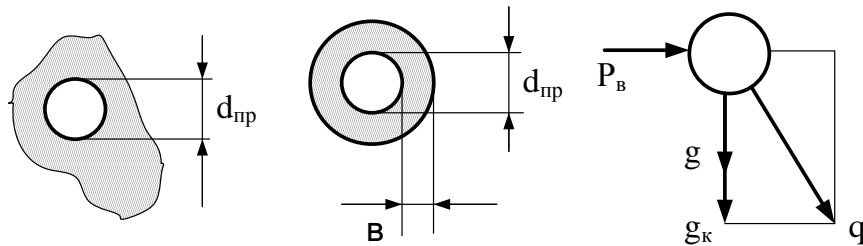


Рис. 4.1 – Схема навантажень, що діють на КП

Навантаження від ожеледиці визначають [1]

$$q_{\Gamma} = 9,81 \cdot 10^{-8} \cdot q_T \cdot b (d_{np} + b) \cdot \pi, \text{ Н/м}, \quad (4.2)$$

де  $q_T = 9000$  Н/м<sup>3</sup> - щільність ожеледиці;  
 $b$  - товщина стінки ожеледиці, мм;  
 $d_{np}$  - діаметр КП (тросів), мм.

Для контактного проводу під діаметром розуміють напівсуму висоти проводу і його товщини, для багатодротяних тросів під діаметром розуміють діаметр кола, що описаний навколо площі перерізу троса.

При визначенні товщини стінки ожеледиці на проводі враховують значення коефіцієнта  $K_{\Gamma}$ , який наведений в табл. 4.4.

Таблиця 4.4 – Значення коефіцієнта  $K_{\Gamma}$

Діаметр проводу, мм	5	10	20	30
Коефіцієнт $K_{\Gamma}$	1,1	1,0	0,9	0,8

Для проміжних значень діаметр проводу поправочний коефіцієнт визначають лінійною інтерполяцією.

Нормативну інтенсивність ожеледиці округляють до найближчого значення, кратного 5 мм.

Температуру повітря  $t_{\Gamma}$  при ожеледиці в умовах міста приймають як таку, що дорівнює «– 5 °С».

Швидкість вітру при ожеледиці  $V_{\Gamma}$  приймають як таку, що дорівнює половині нормативної швидкості (табл. 4.3).

Навантаження на провід від вітру  $P_{\text{в}}$  приймають таким, що умовно впливає горизонтально і строго перпендикулярно до проводу, тобто враховують як найгірший випадок максимальної дії вітру:

$$P_e = 0,615 \cdot 10^{-5} \cdot V^2 \cdot C_x \cdot d, \text{ Н/м}, \quad (4.3)$$

де  $C_x$  – аеродинамічний коефіцієнт, що враховує форму поверхні КП;  
 $V$  – швидкість вітру, м/с;  
 $d$  – діаметр або висота проводу (при ожеледиці беруть з урахуванням товщини стінки ожеледиці), мм.

Температуру повітря в режимі максимального вітру приймають такою, що дорівнює «+ 5°C».

#### 4.1.2. Розрахункові навантаження і режими

Навантаження, що діє на проводи, поділяють на: постійне, тимчасове, аварійне.

*Постійне* – обумовлене масою проводів і зусиллями від їх тяжіння.

*Тимчасове* – викликане вітром і ожеледицею, а також навантаженням, що виникає при монтажі КМ.

*Аварійне* – з'являється при обриві проводів, поломці опор і т.п.

При розрахунку враховують якнайгірше поєднання постійних і тимчасових навантажень, що тривалий час впливають на КМ. Аварійні навантаження враховують введенням до розрахунку відповідних коефіцієнтів запасу.

У загальному випадку результуюче питоме навантаження на провід визначають:

$$q = \sqrt{(q_{np} + q_r)^2 + P_e^2}, \text{ Н / м}. \quad (4.4)$$

Тут умовно виділені наступні розрахункові режими:

- режим мінімальної температури: характерний максимальними зусиллями тяжіння проводу;
- режим максимальної температури: натягнення – мінімальне, стріла провисання – максимальна;
- режим ожеледиці: тяжіння проводів – велике, може перевищити допустиме;
- режим максимального вітру: в цьому режимі збільшується тяжіння проводу і від дії вітру контактна підвіска може вийти за нормативні габарити.

Для перерахованих режимів вираз (4.4) набуває вигляду:

- режим мінімальної температури:  $t = t_{\min}, V=0,$

$$q = q_{np};$$

- режим максимальної температури:  $t = t_{\max}, V=0,$

$$q = q_{np};$$

- режим ожеледиці:  $t = t_r = -5^\circ \text{C}, V=V_z$

$$q = \sqrt{(q_{np} + q_r)^2};$$

- режим максимального вітру:  $t = +5^\circ \text{C}, V=V_{\max}$

$$q = \sqrt{q_{np}^2 + P_{e.\max}^2}.$$

Мета розрахунків контактних підвісок полягає у визначенні тяжіння, що виникають у проводах при найбільш несприятливих поєднаннях навантажень, які діють на проводи підвіски.

Тяжіння, що виникає у проводах, не повинні перевищувати допустимих значень  $H_{дон}$ :

$$H_{дон} = \frac{a \cdot \sigma_{ер} \cdot S'}{K_{зан}} = \frac{H_{раз}}{K_{зан}}, \text{ Н}, \quad (4.5)$$

де  $a$  – коефіцієнт, що враховує розкид механічної характеристики і умов окрутти проводу: приймається 0,95 (при 37 і менше дротів в проводі);

$\sigma_{ер}$  – тимчасовий опір розриву матеріалу дротів, Н/мм<sup>2</sup>;

$H_{роз}$  – розривне зусилля проводу (руйнівне навантаження) з таблиць, Н;

$K_{зан}$  – коефіцієнт запасу (табл. 4.5).

Таблиця 4.5 – Значення коефіцієнта  $K_{зан}$

Конструкція	Середнє значення $K_{зан}$
Сталевий несучий трос гнучкої поперечини	4
Сталевий фіксуючий трос гнучкої поперечини	3
Трос контактних підвісок:	
- сталевий,	3
- біметалевий,	3
- мідний.	2,5

## 4.2. Розрахунок простої підвіски

При розрахунках приймають наступні допущення: контактний провід в прольоті є абсолютно гнучка нитка, тобто маса проводу рівномірно розподілена не по його довжині, а по довжині прольоту.

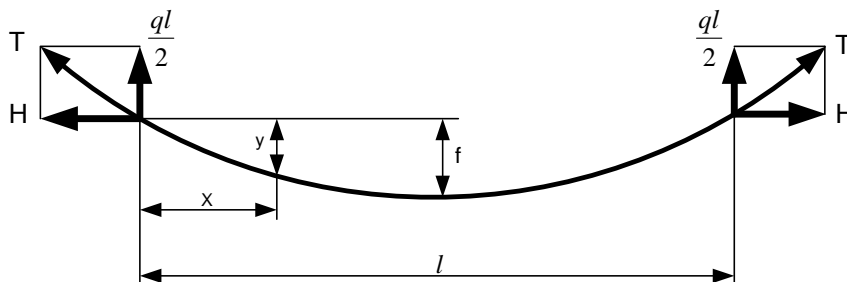


Рис. 4.2 – Схема розрахунку простої підвіски

Стрілу провисання проводу «y» в точці, розташованій на відстані «x» від опори (рис.4.2), визначають з виразу [1]:

$$y = \frac{q}{2H} x(l - x). \quad (4.6)$$

Максимальна стріла провисання має місце у середині прольоту, тобто при  $x=l/2$ , тоді

$$y_{max} = f = \frac{q \cdot l^2}{8H}, \text{ м.} \quad (4.7)$$

Тяжіння проводу визначають за формулою [1,4]:

$$T = \sqrt{H^2 + \left(\frac{ql}{2}\right)^2}, \text{ Н.} \quad (4.8)$$

Реакція в опорі від навантаження « $q$ » на багато менше горизонтальної складової  $H$ , тобто  $\frac{ql}{2} \ll H$ .

Тому в середині прольоту можна прийняти  $T \approx H$ .

Рівняння стану проводу встановлює залежність між натягненнями проводів у прольоті при двох різних режимах.

Нехай *початковий режим*, параметру якого присвоєний індекс  $1$ , характеризує натягнення  $H_1$ , температура  $t_1$ , питоме навантаження  $q_1$ ; *шуканий режим* з індексом  $i$  характеризує тяжіння  $H_i$ , температура  $t_i$  і навантаження  $q_i$ .

Рівняння стану для цих двох режимів має вигляд [1]:

$$\frac{q_i^2 \cdot l^2}{24H_i^2} - \frac{q_1^2 \cdot l^2}{24H_1^2} = \alpha(t_i - t_1) + \frac{H_i - H_1}{E \cdot S}, \quad (4.9)$$

де  $q_1, q_i$  – питомі навантаження відповідно до початкового й шуканого режимів, Н/м;

$H_1, H_i$  – горизонтальні складові тяжіння проводів, Н;

$l$  – довжина прольоту, м;

$t_1, t_i$  – температура, відповідно початкового й шуканого режимів  $^{\circ}\text{C}$ ;

$\alpha$  – температурний коефіцієнт лінійного розширення;

$E$  – модуль пружності, МПа;

$S$  – площа перерізу проводу,  $\text{мм}^2$ .

При зміненому навантаженні на проводі рівняння стану вирішують щодо температури  $i$ -го режиму, задаючись значеннями  $H_i$ .

$$t_i = \left( t_1 - \frac{q_1^2 \cdot l^2}{24H_1^2 \cdot \alpha} + \frac{H_1}{E \cdot S \cdot \alpha} \right) + \frac{q_i^2 \cdot l^2}{24H_i^2 \cdot \alpha} - \frac{H_i}{E \cdot S \cdot \alpha}, ^{\circ}\text{C}. \quad (4.10)$$

Якщо анкерний проліт  $L_a$  складається з прольотів різної довжини, то в рівняння стану підставляють значення еквівалентного прольоту, в якому від дії температури і навантажень виникають ті ж тяжіння, як і в багатопролітній підвісці в цілому.

$$l_3 = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n l_i^3}{\sum_{i=1}^n l_i}} \approx \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n l_i^3}{L_a}}, \text{ м.} \quad (4.11)$$



Для визначення початкового режиму (тобто режиму з індексом 1) необхідно знайти величину критичного прольоту  $l_{кр}$ .

$$l_{кр} = H_{\max} \sqrt{\frac{24 \cdot \alpha(t_{\Gamma} - t_{\min})}{q_{\Gamma}^2 - q_{кр}^2}}, \text{ м.} \quad (4.12)$$

Критичний проліт - це такий проліт, в якому тяжіння проводу в режимі ожеледиці і в режимі мінімальної температури – однакові й дорівнюють допустимому. Якщо реальний проліт менше критичного, то початковий режим буде режимом мінімальної температури, якщо реальний проліт більший за  $l_{кр}$ , то початковий режим – режимом ожеледиці.

#### *Порядок розрахунку простої підвіски:*

1. Визначають навантаження  $q$  для чотирьох розрахункових режимів.
2. Визначають допустиме тяжіння проводів за таблицями або за формулою (4.7).
3. Знаходять еквівалентний проліт  $l_{екв}$ .
4. Визначають критичний проліт  $l_{кр}$ .
5. Порівнюючи  $l_{кр}$  і  $l_{екв}$ , визначають початковий режим.
6. Складають рівняння стану і вирішують його щодо  $t_i$ .
7. Будують залежності  $H(t)$  і  $f(t)$  – монтажні криві (рис.4.4).

#### **4.2.1. Розрахунок маятникової системи**

У маятниковій підвісці від натягнення контактного проводу змінюються нахил струн і, отже, розрахункова (реальна) довжина прольоту  $\mathcal{L}$  (рис.4.3 [1]). З геометрії підвіски виходить, що:

$$\mathcal{L} = l \cdot \sqrt{1 + \frac{c^2}{l^2}}.$$

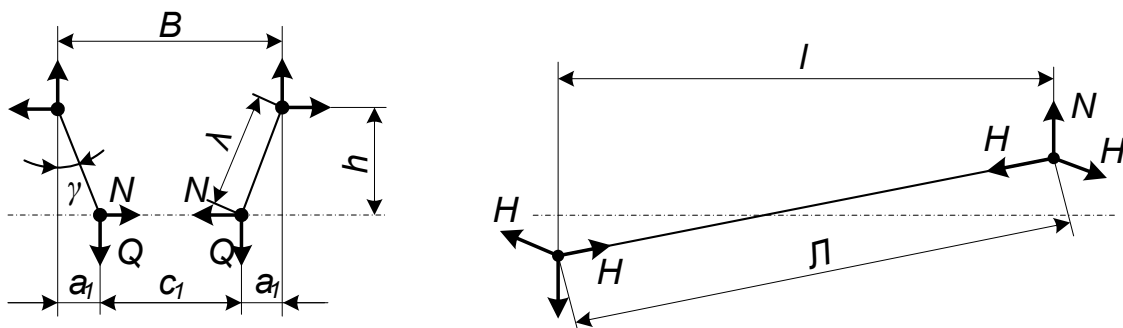


Рис.4.3 - Геометрія маятникової підвіски:  $\mathcal{L}$  – довжина проекції на горизонтальну площину проводу в прольоті з урахуванням зігзагообразності його розташування в плані, м;  $L$  – реальна довжина проводу в прольоті, м;  $l$  – відстань між точками підвісу проводів, вимірювана уздовж осі шляху, м;  $\gamma$  - кут нахилу струни;  $\lambda$  – довжина струни маятникової підвіски;  $Q$  – вертикальна складова навантаження від ваги підвіски (враховується  $Q = q \cdot l$ ).

Але, внаслідок крихти приватного  $c^2 / l^2$  в порівнянні з одиницею можна з достатньою точністю вважати, що

$$L = l \cdot \left(1 + \frac{c^2}{2 \cdot l^2}\right)$$

Рівняння стану проводу, яке вирішується щодо температури  $i$ -го режиму, має вигляд:

$$t_i = \left( \frac{c_i^2}{2l^2 \cdot \alpha} + \frac{q_i^2 l^2}{24H_i^2 \cdot \alpha} - \frac{H_i}{E \cdot S \cdot \alpha} \right) - \left( \frac{c_1^2}{2l^2 \cdot \alpha} + \frac{q_1^2 l^2}{24H_1^2 \cdot \alpha} - \frac{H_1}{E \cdot S \cdot \alpha} - t_1 \right). \quad (4.13)$$

Одержаний вираз (4.13) відрізняється від рівняння полягання простої підвіски тільки наявністю різниці  $c_i^2 - c_1^2 / 2 l^2$ . Але, окрім невідомого  $H_i$ , рівняння містить невідому величину  $c_i$ . Необхідно знайти залежність між  $H$  і «с», користуючись геометричним співвідношенням (рис.4.3). З проекції підвіски на площину, перпендикулярну її осі, маємо

$$B = 2 \cdot a_1 + c_1;$$

$$a_1 = (B - c_1) / 2.$$

Тут « $c_1$ » беруть з геометрії маятникової системи (рис.4.3), а за початковий режим – режим мінімальної температури.

Щоб вирішити дане рівняння, необхідно побудувати  $H(c)$  відповідно до виразу:

$$H = \frac{Q \cdot l}{2 \cdot c_1 \sqrt{\left( \frac{2\lambda}{B - c_1} \right)^2 - 1}}, \quad H. \quad (4.14)$$

Величину « $B$ » визначають за умови максимального натягу КП в режимі мінімальної температури.

$$B = \frac{Q \cdot c_1 \cdot \operatorname{tg} \gamma_1}{2H_1} + 2\lambda \cdot \sin \gamma_1, \text{ м.} \quad (4.15)$$

Тут задаються довжиною струн « $\lambda$ » і максимальним кутом відхилення струни « $\gamma$ ». Стрілу підвісу підвіски знаходять за формулою:

$$f = \frac{q \cdot l^2}{8 \cdot H}. \quad (4.16)$$

За формулою (4.13) будують монтажні криві (рис. 4.4).

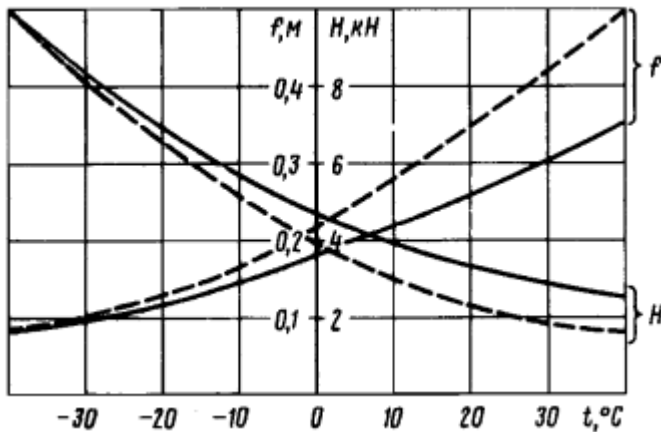


Рис. 4.4 - Монтажні криві

На рис. 4.4 пунктирні лінії - для простої підвіски, суцільні лінії - для маятникової підвіски при однаковій довжині прольоту. Звідси видно, що для маятникової підвіски при високих температурах натягнення значно вище.

### 4.3. Розрахунок ланцюгової підвіски

У ланцюговій підвісці з однією або двома струнами в підвісці, на несучий трос впливає тільки вертикальне навантаження від сили тяжіння КП і не передається на його натягнення (рис. 4.5) [1]. Тому можна проводити окремо розрахунки для КП і несучого троса, розглядаючи кожну як просту підвіску і використовуючи той ж допуск.

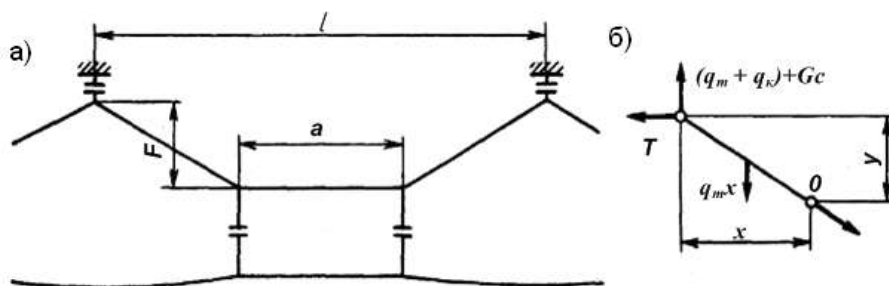


Рис. 4.5 – Ланцюгова підвіска з двома струнами в прольоті:  
а - схема підвіски; б - до розрахунку підвіски

При розрахунку КП в рівняння стану простої підвіски замість  $l$  треба підставити значення довжини еквівалентного прольоту [1].

$$l_{\text{э}} = \sqrt{\frac{(l-a)^3 + a^3}{l}}, \text{ м.} \quad (4.17)$$

Стрілу провисання проводу  $f'$  між струнами в середині прольоту визначають так:

$$f' = \frac{q_k \cdot a^2}{8 \cdot H}, \text{ м,} \quad (4.18)$$

під точками підвісу

$$f'' = \frac{q_k (l-a)^2}{8 \cdot H}, \text{ м,} \quad (4.19)$$

де  $q_k$  - питоме навантаження від маси КП, Н/м;  
 $H$  - горизонтальна складова тяжіння, Н.

Стріла провисання несучого проводу «у» для точки, що віддалена від опори на відстані «х», м, визначається так:

$$y = \frac{[(q_T + q_k) \cdot l + 2G_c]x/2 - q_T \cdot \frac{x^2}{4}}{2T}. \quad (4.20)$$

Максимальна стріла провисання **F** несучого троса буде в точці, віддаленій від опори на відстані  $x = (l - a)/2$ , м:

$$F = \frac{G_{np} \cdot (l - a)^2}{8T}, \quad (4.21)$$

$$G_{np} = [2(q_T + q_k) \cdot l + 4G_c - q_T(l - a)],$$

де  $q_T, q_k$  - відповідно навантаження від маси троса і КП, Н/м;

$G_c$  - вертикальне навантаження від маси струни, Н;

$T$  - горизонтальна складова тяжіння несучого троса, Н;

$G_{np}$  - приведені навантаження від маси ланцюгової підвіски, Н.

Якщо в прольоті не дві струни, а одна, то не буде значення «а».

Рівняння стану ланцюгової підвіски [1]:

$$\frac{G_{npi}^2(l - a)}{32l \cdot T_i^2} - \frac{G_{npl}^2(l - a)}{32l \cdot T_1^2} = \alpha_T(t_i - t_1) + \frac{T_i - T_1}{E_T \cdot S_T}, \quad (4.22)$$

Приймаємо режим мінімальної температури:

$$t_i = \frac{(l - a)}{32 \cdot l \cdot \alpha_T} G_{np}^2 \left( \frac{1}{T_i^2} - \frac{1}{T_1^2} \right) + \frac{T_i - T_1}{E_T \cdot S_T \cdot \alpha_T} + t_1, ^\circ\text{C}. \quad (4.23)$$

Задаючись значенням  $T_i$ , одержують відповідне значення  $t_i$  і будують  $T(t)$  (рис.4.6).

Оскільки монтаж ланцюгової підвіски йде поетапно, необхідно знати, яке первинне натягнення слід дати несучому тросу, коли він не навантажений. У ненавантаженому стані розрахунок НТ можна виконувати як розрахунок простої підвіски. Тяжіння НТ можна визначити, прийнявши в рівнянні (4.23) за невідомий з індексом «1» стан ненавантаженого троса.

$$\frac{g_T^2 \cdot l^2}{24T_H^2} - \frac{G_{npl}^2(l - a)}{32 \cdot l \cdot T_1^2} = \alpha_T(t_H - t_1) + \frac{T_H - T_1}{E_T \cdot S_T}, \quad (4.24)$$

тоді

$$t_H = \left[ t_1 - \frac{G_{np1}^2(l-a)}{32 \cdot l \cdot T_1^2 \cdot \alpha_T} + \frac{T_1}{E_T \cdot S_T \cdot \alpha_T} \right] + \frac{g_T^2 \cdot l^2}{32 \cdot T_H^2 \cdot \alpha_H} - \frac{T_H}{E_T \cdot S_T \cdot \alpha_T}. \quad (4.25)$$

У цих рівняннях параметри з індексом «Н» відповідають ненавантаженому стану троса, а з індексом 1 – режиму мінімальної температури.

*Порядок розрахунку:*

1. Визначають навантаження для початкового режиму з індексом «1», яким є режим мінімальної температури.
2. Визначають допустимі тяжіння для НТ і КП за формулами або таблицями.
3. Розв'язують рівняння стану простої підвіски для КП і визначають його стріли провисання  $f'$  і  $f''$ .
4. Будують монтажні криві для КП, тобто  $H(t)$  і  $f(t)$ .  
Якщо підвіска напівкомпенсована, то розрахунок тяжіння і стріл провисання не проводять.
5. Визначають приведену масу ланцюгової підвіски.
6. Розв'язують рівняння стану НТ за (4.22) і (4.23).
7. Будують монтажні криві навантаженого НТ  $T(t)$  і  $F(t)$  за формулами.
8. Розв'язують рівняння стану ненавантаженого троса (4.24) і (4.25).
9. Будують монтажні криві  $H(t)$  і  $f(t)$  (рис.4.6)

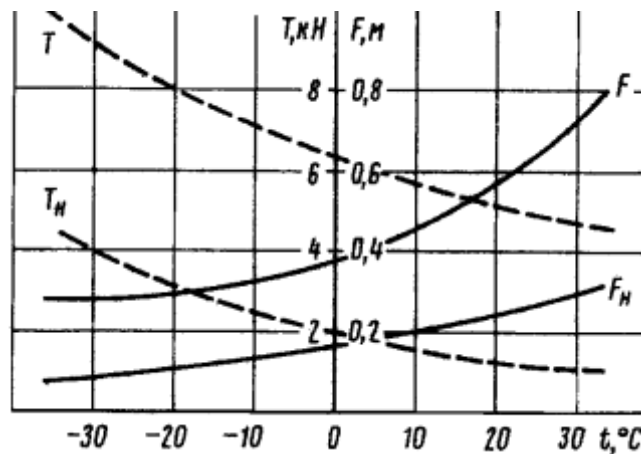


Рис. 4.6 - Монтажні криві для ланцюгової підвіски з двома струнами

## 4.4. Розрахунок підтримуючих і опорних пристроїв

### 4.4.1. Загальні положення

Пристрої, які призначені для підвішування і фіксації контактної підвіски над рейковими шляхами трамвая і тролейбуса називають такими, що підтримують. До цих пристроїв відносять гнучку поперечину, кронштейни (консолі) і жорстку поперечину (ригелі).

Навантаження КМ підрозділяють на постійні й тимчасові, а останні, в свою чергу, – на короточасні й особливі.

До *постійних* навантажень відносять:

- навантаження від самих проводів, тросів, спецчастин, арматури, ізоляторів та іншого устаткування контактної мережі;
- навантаження від самих будівельної конструкції, опорних, підтримуючих, фіксуючих і анкеровочних пристроїв;
- зусилля від натягнення проводів.

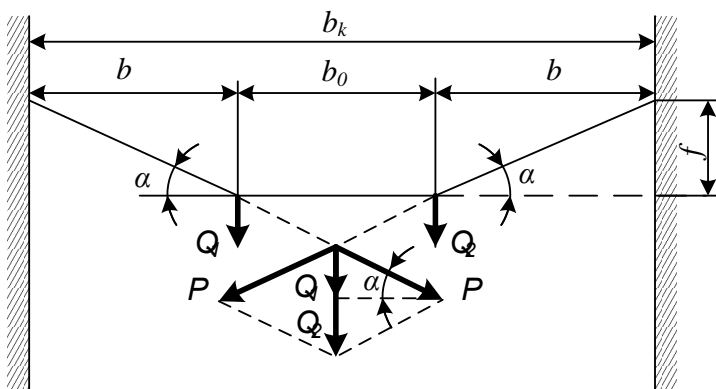
*Короткочасними* навантаженнями є:

- навантаження від вітру на проводи, троси та інші елементи КМ;
- навантаження від обледеніння або снігу на проводах, тросах підтримуючих і фіксуючих пристроїв;
- навантаження, що виникають при монтажі контактної мережі.

До особливих навантажень і дій відносять навантаження, що виникають при обриві проводів КМ і сейсмічні дії.

Розрахунки виконують з урахуванням найбільш несприятливого поєднання навантажень.

#### 4.4.2. Розрахунок простої гнучкої поперечини



На рис. 4.7 [1]  $Q_1$  і  $Q_2$  – зосереджені навантаження, які діють на поперечний трос, що включає вагу подовжньої підвіски, вагу підвісної арматури в точці кріплення до поперечини і частину власної ваги поперечини, що припадає на цю точку.

Рис.4.7 – Схема до розрахунку поперечини

У простому випадку, коли поперечина несе тільки вагу контактного проводу

$$Q = (q_n + q_r) \frac{l_1 + l_2}{2} + G + Q_c, \text{ Н}, \quad (4.26)$$

де  $q_n$  - навантаження від ваги 1м КП, Н/м;

$q_r$  - навантаження від ваги обледеніння на 1м КП, Н /м;

$l_1$  и  $l_2$  - довжини прилеглих прольотів, м;

$G$  - навантаження від ваги підвісної арматури, Н;

$Q_c$  - навантаження від ваги частини проводу. Це навантаження в порівнянні з основним дуже мале. Тому його не враховують в розрахунку.

$$Q = q \cdot \frac{l_1 + l_2}{2} + G, \text{ Н}, \quad (4.27)$$

де  $q$  – навантаження від ваги 1м проводу разом з обледенінням, Н/м.

Припустимо, що  $Q_1 = Q_2 = Q$ .

Розкладемо  $Q_1$  і  $Q_2$  на напрям поперечин і одержимо

$$Q / P = \sin \alpha.$$

При малих значеннях  $\alpha \rightarrow \sin \alpha \approx \operatorname{tg} \alpha$ . Нахил звичайно задають дробом з чисельником, який дорівнює одиниці, тому

$$\sin \alpha \approx \operatorname{tg} \alpha = f/b = 1/n.$$

Зусилля  $P$ , що розтягує трос,

$$P = Q/\sin \alpha; \quad P = Q \cdot n,$$

Стріла провисання:  $f = b/n$ .

Нахил для простої підвіски дорівнює  $(1/10 - 1/12)$ , тобто  $n = (10 - 12)$ .

Розрахункове навантаження  $Q$  істотно зміниться, якщо точки підвішування КП на сусідній поперечині знаходяться на різних рівнях, що найчастіше викликається зміною висоти поздовжнього профілю траси.

Розглянемо розподіл зусиль в поперечині при додаванні до вказаних вище навантажень зусилля  $Z$  від зміни напрямку проводів (рис.4.8). Зважаючи на малі кути  $\alpha_1$  і  $\alpha_2$ , можна прийняти  $\sin \alpha_1 = 1/n_1$ ;  $\sin \alpha_2 = 1/n_2$ ;  $\cos \alpha_1 \approx \cos \alpha_2$ .

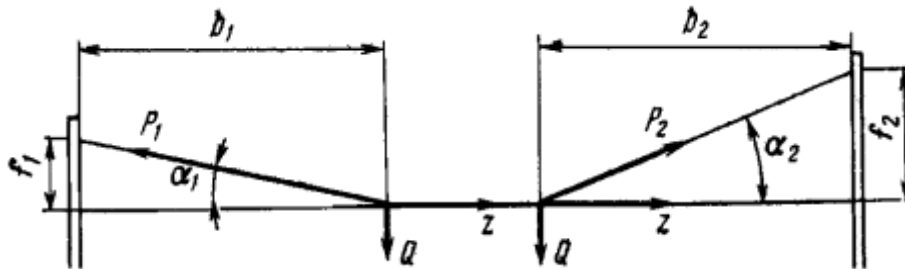


Рис. 4.8 – Схема до розрахунку поперечин на кривій ділянці

Узявши суму проекцій всіх сил на горизонтальну вісь, одержимо:

$$P_1 \cdot \cos \alpha_1 + P_2 \cdot \cos \alpha_2 = 2Z. \quad (4.28)$$

Те ж на вертикальну вісь:

$$P_1 \sin \alpha_1 + P_2 \sin \alpha_2 = 2Q. \quad (4.29)$$

Після підстановки значення  $P_2$  з попереднього виразу маємо:

$$P_1 = \frac{2Q + 2Z \cdot \sin \alpha_1}{\sin \alpha_1 + \sin \alpha_2}, \text{ Н.} \quad (4.30)$$

А після підстановки  $\sin \alpha_1$  і  $\sin \alpha_2$  ( $1/n$ ) отримаємо:

$$P_1 = \frac{2Q \cdot n_2 + 2Z}{1 + \frac{n_2}{n_1}}, \text{ Н; (із зовнішнього боку кривої)}$$

$$P_2 = \frac{2Q \cdot n_1 + 2Z}{1 + \frac{n_1}{n_2}}, \text{ Н. (із внутрішнього боку кривої)}$$

Зусилля  $P_1$  визначають при найбільшому натягненні КП, коли  $Z$  приймає найбільше значення; зусилля  $P_2$  визначають при найменшому натягненні КП, коли  $Z$  буде найменшим.

Тиск вітру на проводи звичайно не враховують, оскільки він порівняно із  $Z$  малий.

Необхідно враховувати, що уточнений розрахунок повинен враховувати вітрове навантаження.

#### 4.4.3. Розрахунок фіксуючого троса (ФТ)

Розрахунок переслідує дві мети:

1. Визначення зусиль, що передаються на опори для найбільш важкого режиму, в якому вони працюють.

2. Визначення натягнення ФТ для визначення його площі перерізу.

Тому розрахунок виконують для режимів мінімальної температури і найбільшого вертикального навантаження при обмерзанні.

Розрахунок ведуть за рівнянням стану з тією різницею, що спочатку задаються найменшим натягненням троса при максимальній температурі. Ця вимога необхідна для того, щоб усі елементи ФТ (поперечина) мали достатнє натягнення. Звичайно, для цього режиму передбачають натягнення  $H_{\min} = (300-500)H$ . Зважаючи на малі поперечні прольоти, впливом сили тяжіння троса можна знехтувати і рівняння стану одержить вигляд [1]:

$$H_x = H_1 - E \cdot S \cdot \alpha(t_x - t_1), \text{ Н}, \quad (4.31)$$

де  $H_x$  – натягнення при температурі  $t_x$ , Н;  
 $H_1$  – натягнення при початковому режимі, Н;  
 $t_1$  – температура початкового режиму, °С;  
 $E$  – модуль пружності троса, МПа;  
 $S$  – площа перерізу троса, мм<sup>2</sup>;  
 $\alpha$  – температурний коефіцієнт лінійного розширення.

Зусилля в тросі з урахуванням зовнішніх сил, що діють упродовж троса, визначають за формулами:

- із зовнішньої сторони:  $H'_{\max} = H_{\max} + 0,5Z_{\max}$ , Н;
- з внутрішньої сторони:  $H''_{\max} = H_{\max} - 0,5Z_{\max}$ , Н.
- $H''_{\max}$  повинно бути не менше 500 Н.

Якщо поперечні прольоти великі, то власною масою не нехтують і розрахунок ведуть за рівнянням стану для простої підвіски:

$$\frac{g^2 - b_g^2}{24H_x} - \frac{g^2 - b_g^2}{24H_1^2} = \frac{H_x - H_1}{E_T \cdot S_T} + \alpha_T(t_x - t_1), \quad (4.32)$$

де  $b_g$  - еквівалентний проліт, якщо відстані між точками прикладення навантажень не однакові, м:

$$b_g = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n b_i^3}{\sum_{i=1}^n b_i}} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n b_i^3}{B}}, \quad (4.33)$$



Якщо вираз  $0,5 Z_{\max}$  більше абсолютного значення  $H_{\max}$ , має місце додаткове навантаження троса з внутрішньої сторони, а зусилля із зовнішньої сторони в цьому випадку

$$H_{\max} = \sum Z_{\max}, H. \quad (4.34)$$

При включенні в трос пружинних компенсаторів натягнення в найменш навантаженій ланці визначають за формулою

$$H'_{\min} = H_{\min} + l \frac{0,5(\sum Z_{\min} - \sum Z_{\max}) + \alpha ES(t_{\max} - t_{\min})}{l + \delta \cdot E \cdot S_T}, H, \quad (4.35)$$

де  $Z_{\max}$  і  $Z_{\min}$  – горизонтальні зусилля на пряму зусилля КП при  $H_{\max}$  і  $H_{\min}$ ;  
 $\delta$  – жорсткість пружини, м/Н

Натягнення у фіксуючому тросі в найбільш навантаженій частині

$$H'_{\max} = H'_{\min} + \sum Z_{\max}, H. \quad (4.36)$$

#### Контрольні питання до розділу 4

1. Які навантаження сприймає несучий трос ?
2. Перерахувати розрахункові навантаження.
3. Як враховуються додаткові навантаження ?
4. Дати поняття «еквівалентний проліт».
5. Дати поняття «критичний проліт».
6. Порядок розрахунку простої підвіски.
7. У чому особливість розрахунку маятникової підвіски ?
8. Призначення монтажних кривих.
9. Особливість розрахунку подовжньо-ланцюгової підвіски.
10. Які навантаження сприймає фіксуючий трос ?

## Розділ 5. Електричні розрахунки тягової мережі

### 5.1. Постановка завдань і принципи розрахунку ТМ

Головним призначенням електричних розрахунків СЕП є перевірка параметрів пристроїв електропостачання найбільш економічного варіанту на їх відповідність всім технічним вимогам. Крім того, електричні розрахунки служать засобом визначення однієї з основних складових експлуатаційних витрат СЕП – витрат енергії у всіх елементах системи живлення.

Предметом електричного розрахунку пристроїв живлення електричного транспорту є встановлення основних параметрів СЕП, що забезпечують нормальні умови експлуатації силового й допоміжного устаткування підстанції, ТМ і РМ під час руху із заданою швидкістю і необхідним об'ємом перевезень. Із самого призначення установки СЕП витікають загальні вимоги, які пред'явлені до їх розрахунку. З одного боку, потужність окремих елементів системи повинна бути вибрана достатньою, щоб забезпечити надійну її роботу при здійсненні заданого об'єму руху і при цьому одночасно повинні досягатися сприятливі умови для експлуатації РС. З іншого боку (оскільки можливий ряд рішень, що задовольняють технічним вимогам), завданням розрахунку є вибір такого рішення, за якого загальні матеріальні витрати будуть мінімальними, тобто СЕП в цілому повинна бути економічно вигідною. Особливість роботи кожного із пристроїв СЕП пред'являє до електричного розрахунку цілий ряд додаткових вимог.

У відмінності від стаціонарних мереж, де метою розрахунку є по суті визначення аналогічних за характером величин – це падіння напруги і втрати потужності в окремих елементах мережі [2], при встановленні технічних параметрів і економічних показників ТМ і ТП виникає необхідність характеризувати роботу пристроїв електропостачання значним числом величин, основними з яких є [3, 4, 26]:

- середнє арифметичне значення струму в мережі або підстанції, що визначає загальну витрату енергії (для змінних вентилів – складових втрати потужності);
- середньоквадратичне значення (ефективне значення) струму – в контактному проводі, кабелі або ТП в цілому, що визначає умову нагріву відповідного елемента СЕП (для кабелю більше того – за ефективним струмом і значенням економічної щільності струму – проводити вибір їх перетину);
- еквівалентним ефективним значенням струму в контактному проводі перевіряють відповідність щільності струму в проводі економічному її значенню або вибирають значення перетину КП;
- максимальні навантаження ТМ або ТП, що визначають певною мірою необхідну встановлену потужність ТП і умови роботи захисної апаратури;
- середнє значення втрати напруги в елементах ТМ за час споживання поїздом енергії, яке регламентоване при перевищенні значень в лінії при середній швидкості руху РС;

- середньої втрати напруги до кінця лінії (до точки струморозділу при двосторонньому живленні) визначені умови роботи електроустаткування РС в умовах мінімальної напруги (крім того, в міських умовах ця величина в значній мірі визначає пропускну спроможність ділянки живлення);

- середнє значення втрати напруги в рейковій мережі до кінця ділянки (або до точки струморозділу), що визначає інтегральне значення струмів витоку з рейок в землю;

- середні втрати потужності в усіх елементах системи, що відображають вартість електроенергії, що втрачається в них, і є однією з основних складових загальних витрат при порівнянні варіантів електропостачання;

- максимальні і мінімальні значення струмів к.з., на які повинні бути перевірені робота як силового устаткування, так і апаратури захисту;

- показники надійності дозволяють порівнювати систему безвідмовності і ремонтпридатності різних систем;

- стабільність елементів системи, що показує міру стійкості її роботи при короткочасних граничних режимах, що викликані, наприклад, коротким замиканням в ТМ, або точками тягових навантажень, чи падінь напруги в мережі.

Приведений перелік величин свідчить про те, що електричні розрахунки ТМ зв'язані з великими труднощами, перш за все внаслідок інтегральних коливань тягових навантажень і зміни місць розташування струмів, РС. До розгляду методів електричного розрахунку СЕП необхідно розглянути положення, що визначають мету і порядок розрахунку пристроїв живлення.

Основні параметри СЕП – відстань між підстанціями і їх потужність, площа перетину проводів КМ і кабелю постійного струму, місце розташування пунктів приєднання позитивних та негативних ліній живлення – вибирають на основі результатів економічних розрахунків системи.

Основними технічними нормативами електричних розрахунків пристроїв СЕП є [3,4]:

- гранично допустимі умови нагріву проводів і кабелю;
- максимального падіння напруги в ТМ, норми падіння напруги в РС трамвая за умовами захисту підземних металевих споруд від корозії;
- допустимі навантаження випрямних агрегатів ТП.

Початковими даними для електричних розрахунків пристроїв СЕП є: розрахункові навантаження КМ і параметри КП, кабелів і рейок.

Порядок розрахунку пристроїв електропостачання визначають його призначенням. У разі зміни умов праці існуючих мереж, розрахунок є перевірочним; при цьому розрахунки передбачають визначення:

- ефективні струми в елементах системи – з метою перевірки умов нагрівання проводів, кабелю й устаткування підстанції;

- максимальне падіння напруги в ТМ, яке повинне знаходитися в межах технічно нормованого значення;

- розрахункові значення струмів в колах схеми живлення при короткому замиканні в характерних точках мережі – для вирішення питання щодо вибору струму уставки лінійного автомата і секціонування КМ;

- струморозділ в РМ, за яким перевіряють режим роботи негативних живлячих ліній і дотримання норм падіння напруги в РМ.

*Порядок розрахунку пристроїв електропостачання при проектуванні нової мережі і виборі параметрів системи та порівняння варіантів живлення проводять наступним методом [4]:*

- \* відповідно до конфігурації мережі і профілю траси мережу розбивають на необхідне число елементарних розрахункових ділянок;
- \* для кожної розрахункової ділянки розраховують середній  $I_{cp}$  і ефективний  $I_{ef}$  струми РС;
- \* для розрахункових ділянок (найбільш віддалених від передбачуваного місцеположення ТП) встановлюють середнє значення струму РС за час споживання енергії на рух;
- \* за заданою частотою руху  $N$  на кожній розрахунковій ділянці довжиною  $L$  і експлуатаційною швидкістю  $V_e$  знаходиться середнє число рухомих одиниць;
- \* залежно від розрахованих навантажень потягів і розміру руху знаходяться точки приєднання живильних ліній і варіанти розташування ТП з урахуванням місце розташування джерела живлення 6-10 кВ;
- \* встановлюють точки струморозділу для ділянок, що живляться з двох і більше боків, розраховують струморозділ в системі і вибирають перетин кабелів;
- \* за значенням найбільш вигідного у відрізку живильних ліній для трамваїв вибирають перетин кабелів і опір зрівняльних резисторів. Для розгляду методів електричного розрахунку СЕП, необхідно розглянути положення, що визначає мету і порядок розрахунку пристроїв живлення.

## 5.2. Задачі електричних розрахунків тягової мережі

У залежності від виду, місця розташування і призначення тягової мережі (ТМ) розрізняють: за конструктивним виконанням, родом струму, параметром, характером споживачів, системою надійності та інші.

ТМ повинні забезпечувати достатню *надійність* електропостачання, рівень якого визначають в основному категорією споживачів електроенергії. Надійність роботи мережі залежить від ряду вжитих заходів.

Параметри ТМ залежать в значній мірі від якості, ефективності, що надають споживачу електричної енергії. Одним з основних показників *надійності* є *стабільність рівня напруги й безперервність подачі електроенергії*.

Крім того ТМ, як і будь-яка інженерна споруда повинна задовольняти вимогам екологічності і зручності в експлуатації.

*Основними розрахунковими параметрами є наступні [3,4]:*

- розрахунок величини втрати напруги в мережі на окремій його ділянці і порівняння отриманих результатів із припустимими за нормами значеннями при заданих перетинах проводу, що забезпечують припустиму втрату напруги;

- розрахунок втрати електроенергії в елементах мережі; задачею розрахунку є визначення вартості втрати електроенергії з метою виявлення оптимальних перерізів проводів і кабелів, за яких витрати на спорудження мережі і її експлуатацію будуть найменшими. Оцінка втрати електроенергії дозволяє уточнити необхідні потужності перетворюючих агрегатів, системних параметрів і інших елементів ТМ;

- розрахунок на нагрівання, в результаті яких вибирають переріз проводів і кабелів, за яких їхній нагрів в процесі експлуатації залишається в межах припустимих нормативів.

Рівень напруги в тяговій мережі впливає на роботу рухомого складу. Відхилення " $U$ " від номінального значення, на яке розраховане електроустаткування РС, призводять до зниження ефективності, відмовлення їх у роботі.

У зв'язку з цим відхилення напруги на струмоприймачах (на колекторі тягової двигуна) регламентують відповідними нормами і правилами.

Під відхиленнями розуміють плавні тривалі зміни рівня напруги.

На відхилення напруги впливає ряд факторів, у тому числі – втрата напруги в мережі, режим роботи тягової установки і т.д.

Знаючи зв'язок між відхиленнями і втратами напруги проводять розрахунок мережі за припустимою втратою напруги (90 В - нормальний режим і 170 В - вимушений режим) [4,7].

*ТМ мають ряд особливостей:*

- тягові навантаження змінюються в дуже широких межах: від «0» до максимальних пікових значень - обумовлено роботою ТЕД і залежать від режиму руху, профілю шляху, числа ЕРС на лінії, від метеоумов;

- при рекуперативному гальмуванні – струми рекуперації спрямовані на зустріч тяговим навантаженням, тобто вони негативні;

- окрім навантажень ТЕД необхідно враховувати і навантаження власних потреб – освітлення, живлення апаратури управління, опалювання, вентиляції, компресора, навантаження яких змінюються за часом;

- довжина перегонів - чим коротші - тим більш нерівномірне тягове навантаження (часті пуски і гальмування);

- результуючі навантаження ТМ, живильних ліній і ТП складаються з навантажень окремих рухомих одиниць і, отже, коливання навантажень останніх складаються і впливають на їх сумарне значення. Нерівномірність результуючих навантажень лінії і ТП зменшуються із збільшенням кількості потягів на лінії;

- характерною особливістю тягового навантаження, окрім зміни в широких межах, є безперервне його переміщення вдовж транспортного шляху в різних напрямках з швидкістю, що змінюється;

- безперервна зміна напруги на струмоприймачі ЕРС. Оскільки швидкість якого залежить від напруги, то регламентується значення мінімальної допустимої напруги в тяговій мережі за умови нормальної роботи ЕРС в режимі тяги і максимально-допустимого значення при рекуперації;

- тягова мережа рейкового транспорту не симетрична, оскільки КМ секціонована, а рейкова - ні; крім того, ТМ значно розгалужена.

*Вимоги до ТМ:*

Перераховані вище особливості навантажень тягових мереж ускладнюють аналіз режиму роботи і розрахунок системи електропостачання і струмів к.з., які з вищевикладених причин, не можна проводити як розрахунок системи електропостачання загальнопромислового призначення.

Як уже згадувалося в розділі 1.1, електричний транспорт є споживачем електричної енергії 1-й категорії, тому схема електропостачання транспорту повинна володіти *високим рівнем надійності*. Особливе місце в системі електропостачання (з погляду забезпечення надійної роботи) займає контактна мережа. Цей елемент СЕП практично не може мати резерву, що має враховуватися при розрахунку і проектуванні КМ.

Система електропостачання мусить бути [3,4]:

- \* *економічною*, мати високий коефіцієнт корисної дії (к.к.д.). Якщо взяти до уваги значне споживання енергії електричним транспортом, стане ясно, що кожний відсоток втраченої електричної енергії в системі електропостачання транспорту виливається у суттєві цифри. Втрати електричної енергії в системі електропостачання ЕРС складають приблизно 10—15% загальної витрати енергії на рух поїздів (на метрополітені — до 55%) [3, 26];
- \* *безпечною* для обслуговуючого персоналу і населення при нормальній експлуатації, при проведенні ремонтних робіт і в аварійному режимі.
- \* *гнучкістю і маневреністю*.

Всі перераховані вище вимоги, що пред'являються до системи електропостачання ЕРС, повинні враховуватися при її проектуванні. Проте рідко можна досягти результатів за всіма згаданими показниками, оскільки між деякими з них існують певні суперечності. Найчастіше вони виявляються між економічністю і надійністю. Відомо, що збільшення надійності системи призводить до збільшення витрат на її створення, тобто система стає менш економічною. Але, з другого боку, збільшення рівня надійної роботи системи приводить до зниження збитку, що викликається перервами в електропостачанні і відмовами устаткування і що призводять до простоїв транспорту.

Всі вимоги, які пред'являють до СЕП, можуть бути задоволені за різних технічних рішень, що володіють різним рівнем надійності і що мають різні економічні показники. Основними економічними показниками є річні сумарні приведені витрати, що визначені первинними (капітальними) вкладеннями і щорічними (поточними) витратами. Остаточний варіант приймають за наслідками техніко-економічних розрахунків.

### **5.3. Режими роботи тягової мережі :**

У режимі експлуатації в тяговій мережі можуть виникати різні режими роботи, які розділяють на [4]:

\* *Нормальний* – параметри всіх елементів СЕП нижче гранично допустимих за нормами значень. Система забезпечує живлення КМ при розрахункових розмірах руху в часи «пік» і за умов найбільшого опору руху РС, а також найбільшого споживання електричної енергії.

\* *Вимушений* – при розрахунках СЕП перевіряють на можливий варіант вимушеного режиму і, якщо її параметри не відповідають допустимим нормам, в СЕП вводять відповідні корективи.

Причини, що викликають виникнення вимушеного режиму, можуть бути різні. Найвірогіднішими з них є:

- *Вихід з ладу тягової підстанції при централізованому живленні* може відбутися через пошкодження як на боці зовнішнього електропостачання, так і на самій підстанції. Це дуже важка аварія і в більшості випадків цей аварійний режим призводить до припинення руху потягів, якщо в системі електропостачання МЕТ не передбачені певні резерви. Для переходу на вимушений режим необхідно ділянки, які живляться тяговою підстанцією, відключити від неї і, якщо було одностороннє живлення ділянок, поставити перемички на відповідні секційні ізолятори. Таким чином, навантаження перерозподіляються на сусідні підстанції. Це приводить до того, що довжина ділянок живлення на КМ практично подвоюється. В окремих випадках, якщо аварійна підстанція мала консольні ділянки живлення, тобто ділянки, що не примикають до ділянок КМ, що живляться від іншої підстанції, такі ділянки підключаються перемичками до найближчих ділянок і довжина ділянок живлення у вимушеному режимі вже практично потроюється.

- *Вихід з ладу ТП при децентралізованому живленні* призводить до вимушеного режиму, коли ділянки тягової мережі одержуватимуть тільки одностороннє живлення від сусідніх тягових підстанцій.

- *Вихід з ладу одного з агрегатів на ТП при централізованому живленні* призводить до зменшення встановленої потужності. В цьому випадку розвантаження ТП може бути забезпечене двома шляхами: перекладом живлення окремих ділянок КМ на одностороннє живлення від сусідніх тягових підстанцій або пониженням напруги на шинах аварійної підстанції, якщо здійснюється двостороннє живлення ділянок ТМ.

- *Вихід з ладу живильної лінії* вимагає її від'єднання від ділянки контактної мережі із з'єднуванням даної ділянки «сусідньому», якщо було одностороннє живлення, або просто перехід на одностороннє живлення (при двосторонньому), що раніше мало місце.

- *Вихід з ладу ділянки ТМ* — у цьому випадку пересувний склад прямуватиме в об'їзд сусідніми ділянками, що призведе до збільшення їх навантаження.

Розгляд цих випадків показує, що у вимушених режимах зростає або довжина ділянки живлення, або інтенсивність руху і, отже, зростають: втрата напруги, ефективне значення струму живильної лінії, втрата напруги в РМ, зменшиться значення малого струму к.з. і збільшиться значення максимального струму живлячої лінії. Тому необхідне проведення перевірочних розрахунків для визначення цих величин.

Вибір параметрів СЕП проводять з таким запасом, щоб схема і у вимушеному режимі залишалася надійною і працездатною без обмеження розмірів і швидкості руху. При цьому параметри (електричні навантаження, втрати потужності і напруги) можуть перевищувати відповідні значення нормального режиму, але не повинні виходити за межі допустимих значень. Техніко-економічні показники системи можуть не відповідати оптимальним.

\* *Аварійний* – робота СЕП при розрахунковому розмірі руху стає неможливою із-за порушення технічних нормативів - рух на лінії частково або повністю припиняють.

#### 5.4. Основні розрахункові величини, які характеризують роботу системи електропостачання

Роботу системи електропостачання ЕТ (особливо рейкового) характеризують багато різноманітних чинників, основними з яких є [3, 4]:

- \* струмові навантаження ТМ і ТП;
- \* напруга на струмоприймачі поїзду або втрата напруги від шин ТП до струмоприймача поїзду;
- \* втрата потужності в тяговій мережі;
- \* втрата напруги в рейковій мережі до кінця ділянки (при односторонньому живленні) або до точки струморозділу (при двосторонньому живленні);
- \* струми короткого замикання.

Розглянемо вищезгадані розрахункові величини на прикладі однієї з осцилограм зміни струму в живильній лінії, яка показана на рис.5.1.

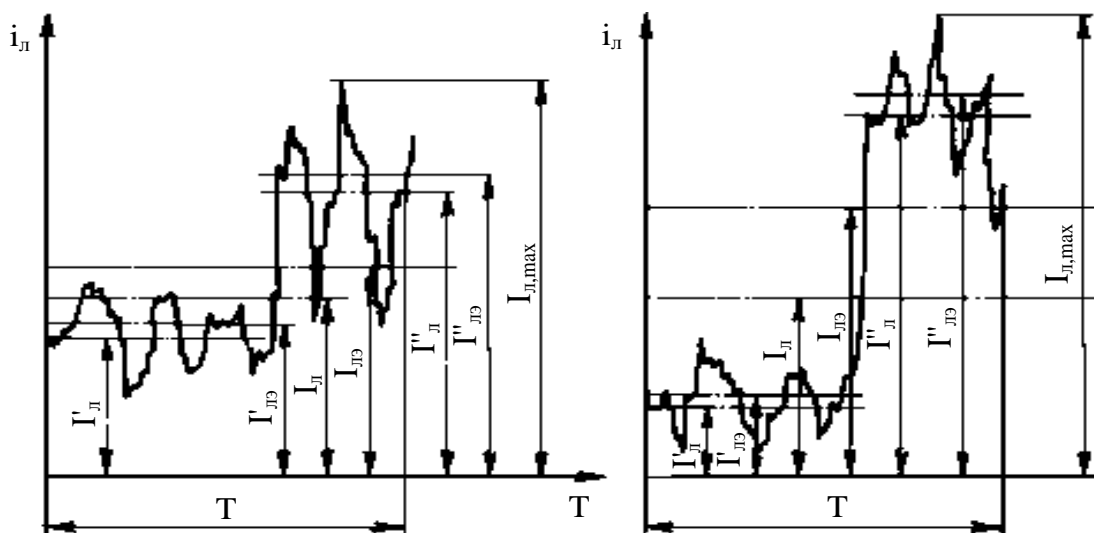


Рис.5.1 - Осцилограма зміни струму у живильній лінії

Вибір того або іншого значення середніх і ефективних навантажень, що характеризують роботу системи електропостачання залежить від того яку із сторін роботи системи електропостачання необхідно оцінити [3]:



- вибір перерізу проводів і кабелю за нагрівом – період інтенсивності руху за час відповідної теплової постійної,  $t_{уст}$  за (3-4) Т;
- для вибору потужності трансформаторів;
- напівпровідникові випрямлячі характеризуються не ефективними, а середніми значеннями;
- вимірювання напруги в ТМ зручніше оцінювати за ознакою втрати напруги в усіх елементах системи електропостачання;
- при визначенні середньої швидкості руху, економічні показники, що характеризують систему електропостачання і продуктивність допоміжного електроустаткування, використовують як розрахункову величину - середню втрату напруги до струмоприймача;
- існує поняття максимальної втрати в ТМ, під яким розуміють середню втрату напруги до струмоприймача ЕРС, що проходив в режимі тяги точку КМ з мінімальною напругою при розрахункових режимах і умовах руху. Значення втрат напруги до струмоприймача характеризують якість енергії.

Середні втрати потужності в ТМ характеризують економіку СЕП і є розрахунковою величиною для визначення економічно доцільного перетину КМ.

Середні втрати напруги в рейковій мережі характеризує ТМ як джерело блукаючих струмів.

Струми к.з. характеризують допустиму щільність струму.

Розрахункова щільність струму: у нормальному режимі - 5 А/мм<sup>2</sup>; у вимушеному – 6,8 А/мм<sup>2</sup> [4].

Середнє значення струму живильної лінії  $I_{л}$  (рис.5.1) визначають розмірами руху за період часу  $T$  і залежить від об'єму роботи, яку виконав ЕРС на ділянці [3,7]:

$$I_{л} = \frac{1}{T} \int_0^T i_{л} dt \quad , \quad (5.1)$$

де  $i_{л}$  — миттєве значення струму живильної лінії, А;

$T$  — інтервал часу, за який визначають середнє значення, с.

Ефективне значення струму живильної лінії  $I_{л.е}$  (рис.5.1), характеризує ступінь рівномірності споживання енергії за даний період часу при виконання цієї роботи:

$$I_{л.е} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T i_{л}^2 \cdot dt} \quad . \quad (5.2)$$

Різні за зовнішнім виглядом діаграми зміни струму в часі (рис.5.1,а,б) можуть характеризуватися однаковими середніми значеннями струмів, що природне при однакових розмірах руху за даний період часу  $T$  (площі фігур, обмежених кривими навантажень і осями координат, приблизно однакові), тобто значення  $I_{л}$  (рис.5.1,а і 5.1,б) рівні.

Проте, ефективні значення навантажень цих діаграм за час  $T$  не рівні, і для діаграми (рис.5.1,б), де нерівномірність навантаження за даний час більше, ніж для діаграми (рис.5.1,а); буде більшим і ефективний струм. Якщо ж провести порівняння щодо окремих періодів даного відрізка часу  $T$  для будь-якої з діаграм рис.5.1, тут уже відрізнятимуться між собою як ефективні, так і середні значення навантажень, а саме: середнє і ефективне значення струму лівої частини діаграм (значення з одним «штрихом») менше, ніж для правої частини (значення з двома «штрихами»), тобто  $I'_л < I_л < I''_л$ . Це пояснюють зміною графіка руху в різні періоди даного відрізка часу  $T$ : ліві частини діаграм відповідають меншій частоті руху, праві — більшій.

На характер діаграм струму істотно впливають не тільки зміни розмірі і графіків руху в різні періоди часу, але і відхилення дійсних графіків руху від заданих, різниця в режимі ведення РС окремими водіями, відмінність в рівнях напруги тягової мережі, зміна метеорологічних умов, що впливають на опір руху.

Таким чином, для заданих розмірів руху ЕРС певного типу мають місце різні значення середніх і ефективних навантажень. Вибір того або іншого значення середніх і ефективних навантажень, що характеризують роботу систему електропостачання, залежить від того, яку із сторін роботи системи електропостачання належить оцінити.

Для вибору перетину проводів і кабелів по нагріву необхідно визначити ефективне навантаження в період інтенсивного руху самого нерівномірного зі всіх практично можливих графіків для розрахункового розміру руху за інтервал часу, розрахований відповідно до теплової постійної провідника. Якщо інтервал вибраний правильно, в його межах ефективне навантаження буде найбільшим для всіх практично можливих графіків руху, а значить, і нагрів проводів при будь-яких можливих в нормальній експлуатації діаграмах навантажень не досягне небезпечного рівня, що призводить до відпалу матеріалу проводу або прискореного зносу його ізоляції.

Теплову постійну тіла характеризує відношення теплоємності тіла до тепловіддачі. При незмінних втратах, що виділяються в провіднику, перегрів досягає сталого значення протягом трьох-чотирьох теплових постійних часу.

Інтервал часу, за який визначають ефективне навантаження для вибору потужності трансформаторів тягових підстанцій, вимірюють в годинах, а не хвилинами, оскільки тепла постійна часу тягових трансформаторів значно перевищує постійну часу контактних проводів.

Вибір економічно доцільного перетину проводів проводять на основі такого ефективного значення навантаження, яке є середнім зі всіх ефективних значень, що одержані за всіма практично можливими графіками руху за декілька років. Вибір такого розрахункового навантаження виправданий тим, що роботу системи електропостачання електричного транспорту характеризують економічні результати за тривалі терміни, протягом яких графіки руху ЕРС змінюються, а тому найправильнішим представляється орієнтування на середнє зі всіх практично можливих значень ефективного навантаження.

Режим роботи деяких пристроїв (наприклад, напівпровідникових випрямних агрегатів) характеризують не ефективними, а середніми навантаженнями. І в цьому випадку залежно від тимчасового інтервалу, за який визначають середнє навантаження, набуваємо розрахункового значення, що характеризує той або інший параметр пристрою.

Тому для розрахунку загальної витрати електричної енергії на даній ділянці слід визначати середнє значення навантаження саме за той період, за який хочуть визначити цю витрату: доба (добове електроспоживання), місяць, рік і т.д.

Нагрівання напівпровідникових діодів визначають в основному середнім випрямленим струмом. Тому для перевірки випрямних агрегатів з нагріву необхідно визначити середнє значення навантаження за інтенсивний період якнайменше рівномірного графіка, можливого в нормальній експлуатації для розрахункового розміру руху.

Початковими даними для розрахунку середніх навантажень ліній, тягових підстанцій є навантаження окремих РС, яких визначають щодо руху по кривих.

В окремі моменти часу в кривій лінії струму або підстанції спостерігаються пікові значення (рис.5.1). Особливо значних розмірів сплеск струму досягає в період інтенсивного руху. Найбільш достатньо часто виникаюче короткочасне значення навантаження за всіх можливих графіків, що адекватні розрахунковим розмірам руху, складає поняття розрахункового *максимального навантаження* (рис.5.1) [4,9].

$$I_{л.мах} = I_{л} \cdot \left( 1 + \frac{3}{\sqrt{N}} + \frac{6.2}{N} \right). \quad (5.3)$$

Для практичних розрахунків  $I_{л.мах}$  рекомендують визначати розрахунковий максимальний струм живильної лінії за спеціальною номограмою (рис. 5.2) [4,9].

Користуються номограмою таким чином. Задаються розрахунковою частотою відключення живильними лінії  $\lambda$ , (для ЕТ- $\lambda = (10-15) \text{ міс}^{-1}$ ) і наголошують на цьому значенні на відповідній шкалі (точка *a* на рис.5.2, а). Потім на шкалі, що визначає кількість РС на ділянці, наголошують на заданому числі *n* трамваїв або тролейбусів (точка *б* на рис. 5.2,а). Через точки *a* і *б* проводять лінію до перетину зі шкалою коефіцієнта максимуму  $k_m$  (штрихова лінія і точка *б* на рис. 5.2,а).

За знайденим значенням  $k_m$  і середнім струмом лінії  $I_{л}$  визначають максимальний струм лінії:

$$I_{л.мах} == k_m I_{л} \quad (5.4)$$

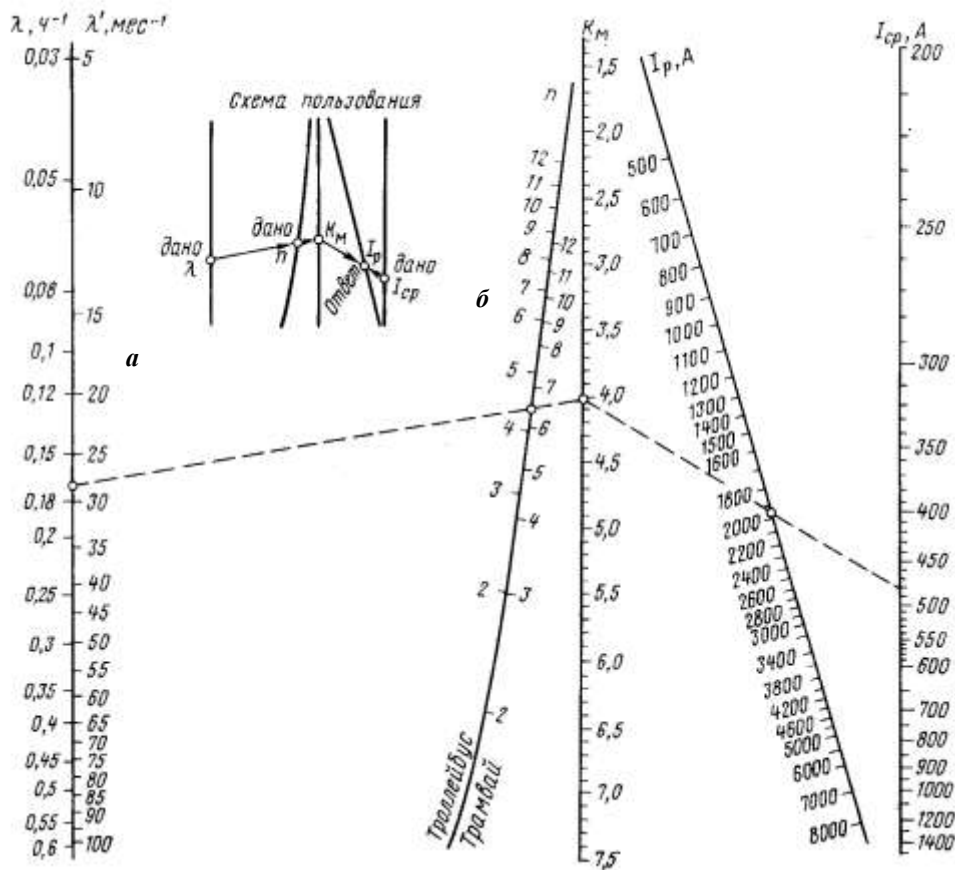


Рис. 5.2 – Номограма для визначення розрахункового максимального навантаження лінії при односторонньому живленні

Умови вибору уставок захисної апаратури за розрахунковим максимальним струмом лінії з'ясовані в розділі 4.

Максимальне значення струму к.з.:

$$I_{к.з.} = \frac{1,17U_r - \Delta U_n}{r_l + r_{к.с.} + r_э} \quad (5.5)$$

де  $U_r$  - номінальна фазна напруга вентильної обмотки силового трансформатора підстанції, В;

$U_n$  - падіння напруги у випрямлячі, В;

$r_l$  - загальний опір позитивної і негативної живильних ліній, Ом;

$r_{к.с.}$  - опір контактної мережі, Ом;

$r_э$  - еквівалентний опір силового трансформатора і системи первинного живлення, Ом.

Значення максимального навантаження визначає перевантажувальну здатність окремих пристроїв і елементів системи електропостачання.

Вплив рівня напруги в тяговій мережі на роботу системи електропостачання транспорту розглядався в розділі 1. Для нормальної експлуатації ЕРС необхідно так спроектувати СЕП, щоб за будь-яких можливих в експлуатації графіків навантажень і запланованих об'ємів руху, рівень напруги в тяговій мережі не виходив за межі значень, відтворених у табл. 5.1.

Зміну напруги в тяговій мережі зручніше визначати за показниками *втрат напруги* у всіх елементах системи електропостачання від шин тягової підстанції до струмоприймача ЕРС. Інтервал часу, за який визначають ці показники, залежить знову ж таки від того, які з параметрів роботи системи електропостачання слід визначити [3].

Так, при визначенні середньої швидкості руху, що характеризує економічні показники, систему електропостачання, використовують як розрахункову величину *середню втрату напруги до струмоприймача ЕРС* за час споживання енергії для всіх практично можливих графіків руху (рис.5.3).

Середня втрата напруги до струмоприймача за час надходження ЕРС на ділянці для всіх практично можливих графіків руху характеризує продуктивність допоміжного електричного устаткування (вентиляторів, моторкомпресорів, опалювання).

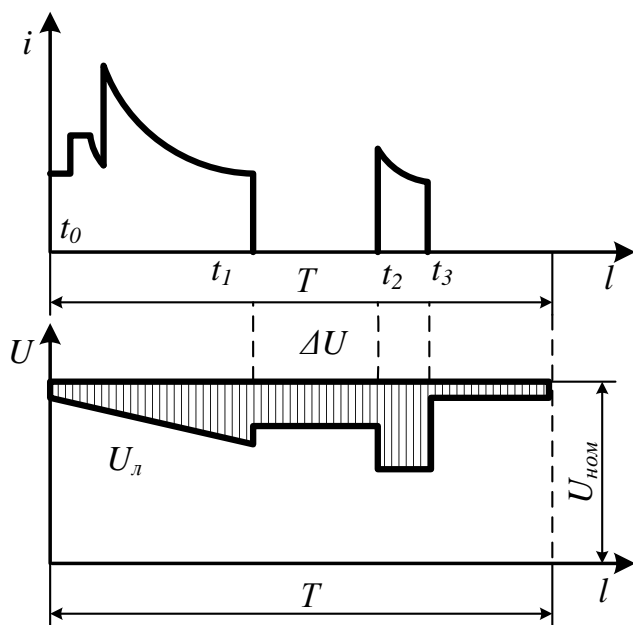


Рис. 5.3 - Криві струму рухомої одиниці і діаграми зміни напруги на її струмоприймачі

Середня втрата напруги до струмоприймача ЕРС, яку визначають за період інтенсивного руху, характеризує тягову мережу з погляду електричної стійкості і пропускної спроможності. Розглянемо зображені на рис. 5.3 криві струму ЕРС і криву зміни напруги в тяговій мережі. Повний час знаходження поїзда на ділянці  $T$ , час споживання енергії поїздом відбувається в інтервалах від  $t_0$  до  $t_1$  і від  $t_2$  до  $t_3$ .

Середня втрата напруги до струмоприймача за весь час  $T$  знаходження поїзду на ділянці, В:

$$\Delta U = \frac{1}{T} \int_0^T \Delta u \cdot dt. \quad (5.6)$$

Середня втрата напруги до струмоприймача РС за час споживання енергії, В :

$$\Delta U_T = \frac{\int_{t_0}^{t_1} \Delta u \cdot dt + \int_{t_2}^{t_3} \Delta u \cdot dt}{T_T}, \quad (5.7)$$

де  $T_T = (t_1 - t_0) + (t_3 - t_2)$ .

Існує поняття максимальної втрати напруги в тяговій мережі. Під цим поняттям розуміють середню втрату напруги до струмоприймача ЕРС, що перетинає в режимі тяги точку контактної мережі з мінімальною напругою при розрахункових розмірах і умовах руху. Ця максимальна втрата напруги до струмоприймача визначає мінімальну напругу в контактній мережі в самій віддаленій точці або в зоні струморозділу при двосторонньому живленні. Значення втрати напруги до струмоприймача характеризує якість енергії, яку підводять до ЕРС тяговою мережею.

*Середня втрата потужності в тяговій мережі* характеризує економіку системи електропостачання і є розрахунковою величиною для визначення економічно доцільного перетину контактної мережі. Отже, середню втрату потужності визначають для всіх практично можливих графіків при розрахункових розмірах руху.

*Середня втрата напруги в рейковій мережі* характеризує тягову мережу як джерело блукаючих струмів, корозійна дія яких на підземні металеві споруди виявляється протягом тривалого періоду часу. Тому виправдано розраховувати цю величину як середнє значення максимальної втрати напруги в рейковій мережі для всіх практично можливих графіків при заданих розмірах руху.

Струми к.з. у видалених точках ТМ можуть бути рівними з максимальними навантаженнями або бути навіть менше за них, що затрудняє настройку захисних пристроїв.

Таблиця 5.1 – Розрахункові величини

<i>Розрахункові величини</i>	<i>Позначення</i>	<i>Що визначається розрахунковими величинами</i>
1	2	3
Середнє навантаження контактних живильних ліній і тягових підстанцій	$I$	Витрата енергії на ділянці нагрівання напівпровідникових вентилів випрямних агрегатів, ефективні навантаження
Ефективне навантаження контактних живильних ліній і тягових підстанцій	$I_e$	Економічно доречні значення перетину проводів, нагрів тягових трансформаторів, силового обладнання підстанцій і проводів тягової мережі; необхідна потужність трансформаторів, мінімальні перетини проводів
Середня втрата напруги до струмоприймача потягу у контактних живильних лініях за час споживання енергії і за повний час знаходження потягу на ділянці (включаючи зупинки)	$\Delta U_m$ $\Delta U$	Середня швидкість руху, питома витрата енергії, умови роботи тягових двигунів і допоміжного електричного обладнання, пропускна здатність ліній, стійкість системи електропостачання
Середня втрата напруги в контактних живильних лініях до кінця ділянки	$\Delta U_L$	Умови роботи тягових двигунів і допоміжного електричного обладнання
Середня втрата потужності у контактних живильних лініях	$\Delta P$	Загальні економічні показники системи електропостачання, економічно доцільні перетини проводів

1	2	3
Середня втрата напруги в рейках до кінця ділянки або до струмоподілу	$\Delta U_p$	Значення блукаючих струмів
Максимальне навантаження живильних ліній і тягових підстанцій	$I_{max}$	Перевантажувальна здатність агрегатів тягових підстанцій, уставка захисту від перевантажень і струми короткого замикання
Мінімальні струми к. з. в тяговій мережі	$I_{k,min}$	Умови надійності захисту тягової мережі від перевантажень і малих струмів к.з. Умова забезпечення швидкості на ділянках
Мінімальна напруга в тяговій мережі на кінці ділянки	$U_{min}$	Умова забезпечення швидкості на ділянці

Для вибору типу захисту, настройки і забезпечення надійного спрацьовування, її необхідно уміти визначати мінімальні значення струмів короткого замикання в тяговій мережі.

Розглянуті вище розрахункові величини, що характеризують роботу СЕП електричного транспорту, зведені в табл. 5.1.

## 5.5. Основні параметри тягових мереж

Для визначення вказаних вище параметрів СЕП необхідно знати технічні характеристики живильних ліній, контактної та рейкової мережі.

Характеристика контактних і підсилюючих проводів, а також типів рейок наведені в таблицях 2.1, 2.2., 2.3, 2.4.

### 5.5.1. Опори елементів тягової мережі

Для електричних розрахунків тягової мережі необхідно провести розрахунок електричних опорів, оскільки у вищевказаних таблицях наведений питомий електричний опір при температурі 20°C; необхідно провести перерахунок на відповідну температуру.

Опір 1 км контактного проводу, Ом/км [3]:

$$r_k = \frac{10^9 \rho_{20} [1 + \alpha(t - 20)]}{S \cdot K_{изн}}, \quad (5.8)$$

де  $\rho_{20}$  – питомий опір матеріалу проводів при  $t=20^\circ\text{C}$ , Ом;

$\alpha$  – температурний коефіцієнт опору матеріалу КП,  $^\circ\text{C}^{-1}$ ;

$t$  – температура проводу,  $^\circ\text{C}$ ;

$S$  – площа поперечного перетину,  $\text{мм}^2$ ;

$K_{изн}$  – коефіцієнт зносу контактного проводу ( $K_{изн} = 0,875$  – трамвай;

$K_{изн} = 0,925$  – тролейбус;  $K_{изн} = (0,85 - 0,9)$  – магістральні дороги).

Збільшення опору контактного проводу (по мірі його зносу) враховують коефіцієнтом зносу  $K_{изн}$ .

Питомий електричний опір і температурний коефіцієнт можна прийняти: мідь  $\rho_m = 18 \cdot 10^{-9} \text{ Ом} \cdot \text{м}$ ;  $\alpha_m = 0,0038 \text{ 1/}^\circ\text{C}$ ;

алюміній  $\rho_a = 30 \cdot 10^{-9} \text{ Ом} \cdot \text{м}$ ;  $\alpha_a = 0,0039 \text{ 1/}^\circ\text{C}$ .

Якщо контактна мережа складається з декількох проводів різної марки, то опір 1 км ланцюгової підвіски розраховують через еквівалентну площу їх перерізу, виражену в мідному еквіваленті [3]:

$$r_{kc} = \frac{10^9 \cdot \rho_m}{(n_k \cdot S_k \cdot \kappa_{изн} + S_{нт} + \frac{n_y \cdot S_y}{\kappa_n})}, \quad (5.9)$$

де  $S_k$ ,  $S_{нт}$ ,  $S_y$  - відповідно перерізи: контактного проводу, несучого троса, підсилюючого проводу,  $\text{мм}^2$ ;

$n_k$ ,  $n_y$  - відповідне число контактних і підсилюючих проводів в підвісці;

$\kappa_n$  - коефіцієнт приведення перерізу до мідного еквіваленту, що дорівнює відношенню питомої провідності міді, і відповідно, інших металів; для міді  $\kappa_n = 1$ , для алюмінію  $\kappa_n = 1,65$

На метрополітені струмознімання здійснюють з жорсткого провідника великого перерізу – контактної рейки перетином  $S_{кр} = 6600 \text{ мм}^2$ , масою  $51,7 \text{ кг/м}$  і питомим опором:

$$\rho_{кр} = (0,122 - 0,134) 10^{-9}, \text{ Ом} \cdot \text{м},$$

тоді опір 1 км контактної рейки шляху складе:

$$r_{кр} = 10^9 \rho_{кр} / S_{кр}.$$

Опір 1 км суцільної рейкової мережі можна визначити за формулою, Ом/км:

$$r_k = \frac{10^9 p_p [1 + \alpha_p (t_p - 20) 7,83]}{10^3 m_p}, \quad (5.10)$$

де  $p_p$  - питомий опір сталі ходової рейки, Ом·м;

$\alpha_p$  - температурний коефіцієнт опору сталі;

$t_p$  - температура рейки,  $^\circ\text{C}$ ;

$m_p$  – маса 1 м. рейки, кг.

Опір стику повинний бути менше опору рейки загальної довжини 2,5 м.

Питомий опір рейкової сталі  $210 \cdot 10^{-9} \text{ Ом} \cdot \text{м}$ . Враховуючи це можна надати вираз (5.10) у вигляді:

$$r_p = 1,5 / m_p \quad (5.11)$$



Насправді опір 1 км рейкової нитки відрізнятиметься від знайденого за виразом (5.11) не тільки внаслідок впливу температури, але й внаслідок опору рейкових стиків, які змінюються в широких межах залежно від ступеня затягування стику, стану робочих поверхонь стикових накладок і дотичних з ними поверхонь рейки, погодних умов. За несприятливих умов (суха погода, слабка затяжка стикових болтів) опір стиків значно збільшується і може досягати значення опору цілої рейки завдовжки 40 м.

Збільшення подовжнього опору рейкового шляху, викликане опором стиків, призводить до збільшення втрати напруги в рейках, а отже, і до збільшення потенціалу рейок по відношенню до землі, що створює сприятливі умови для відгалуження струмів у землю. Тому для зменшення подовжнього опору рейок на кожному збірному стикі приварюють додатково електропровідні з'єднання — стикові з'єднувачі з гнучкого мідного проводу перетином не менше 70 мм<sup>2</sup> і з поверхнею контакту не менше 250 мм<sup>2</sup>.

Для забезпечення хорошого контакту стикових накладок і рейок місця їх з'єднання туго стягують болтами з пружинними шайбами. Опір стику можна зменшити введенням графітового мастила між накладками і рейками. У відкритих шляхах збірні стики встановлюють через кожні 50 м, а на ділянках, де рейки засипані баластом до головки - через 75 м. Згідно з [6] електричний опір збірного стику для трамвайних колій не повинен перевершувати 2,5 м загальної довжини рейки. Позначивши через  $n_{cm}$  число збірних стиків на 1 км, введемо поправочний коефіцієнт у вираз (5.11) для обліку допустимого за нормами збільшення опору однієї рейкової нитки, що викликана опором стиків:

$$r'_p = 1.5 / m_p (1 + 0,0025 \cdot n_{cm}). \quad (5.12)$$

При довжині 50 м зварного рейкового з'єднання на 1 км рейкового шляху доводиться 20 збірних стиків, і, отже, поправочний коефіцієнт дорівнює 1,05.

Тоді можна записати:

$$r'_p = \frac{1,5 \cdot 1,05}{\delta_\delta} \approx 1,6 / m_p \quad (5.13)$$

При довжині 75 м зварного рейкового сплетіння поправочний коефіцієнт дорівнює 1,035, оскільки на 1 км припадає 14 збірних стиків, і в цьому випадку питомий опір однієї рейкової нитки становитиме [6,10]:

$$r'_p = 1,5 \cdot 1,035 / m_p = 1,56 / m_p. \quad (5.14)$$

На замощених ділянках трамвайних колій виконують суцільне зварювання рейок на всьому протязі. Збірні стики вмонтовують тільки на перетинах, стрілках і кривих малого радіуса. У цьому випадку можна не вводити поправочний коефіцієнт на опір стиків; опір рейкового шляху розраховувати по формулі (5.11), тобто  $r'_p = r_p$ .

Для зменшення подовжнього опору рейкової колії, а звідси, і для зменшення блукаючих струмів (розділ 6), рейкові нитки одного шляху, так само як і рейкові нитки шляхів, електрично з'єднують. Між рейковими нитками кожного шляху через 150 м і між рейковими нитками трамвайної лінії через 300 м встановлюють електричні перемички еквівалентним перерізом з міді не менше 35 мм<sup>2</sup> [6,10].

Результуючий питомий опір рейкового шляху, Ом/км [3]:

$$r_p'' = r_p' / n_p,$$

де  $n_p$  - число рейкових ниток ( $n_p = 2$  для одноколіїної ділянки,  $n_p = 4$  для двоколіїної ділянки).

Якщо електричні параметри рейок паралельних колій розрізняються, результуючий опір можна розрахувати так само, як і для різнотипних проводів, по формулі [3]:

$$\frac{1}{\Sigma r} = \sum_{s=1}^n \frac{1}{r_s}$$

де  $r_s$  — опір на одиницю довжини  $s$ -ої рейки ;  
 $n$  — загальне число рейок.

Цим виразом можна користуватися і при визначенні опору на одиницю довжини контактної мережі двох шляхів при паралельному з'єднанні.

Розглянуті вище вирази для розрахунку питомого опору рейкового шляху не враховують шунтуючого впливу ґрунту на цей опір. Точний облік шунтуючої дії ґрунту не представляється можливим через велику кількість чинників, які враховують. З достатнім ступенем точності шунтуючу дію ґрунту може бути враховано введенням коефіцієнта  $K_p$ , який менше одиниці. У цьому випадку:

$$r_{pш} = r_p'' \cdot K \quad (5.15)$$

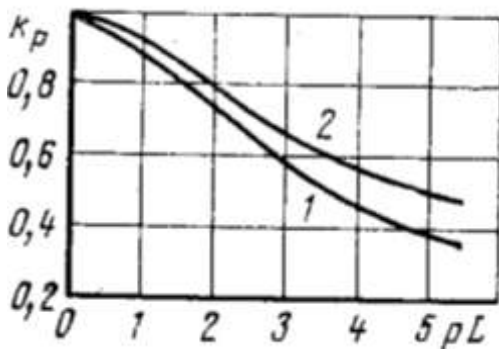


Рис. 5. 4 — Криві для визначення коефіцієнта витіку  $K_p$

Коефіцієнт  $K_p$  може бути знайдений по кривих (рис.5.4), що представляють залежність  $K_p(pL)$ , де  $p$  — величина, що характеризує витік струму з рейок в ґрунт;  $L$  — довжина ділянки при односторонньому живленні або відстань до струмоподілу при двосторонньому живленні.

### 5.5.2. Живильні лінії

Тягові підстанції наземного ЕТ приєднуються до контактної і рейкової мережі кабельними лініями. В тяговій мережі постійного струму використовують одножильні кабелі з двома контрольними жилами марок АСБ-2К, СБ-2К, ААБ-2К, АБ-2К, АСБГ-2К, СБГ-2К, ААБГ-2К, АБГ-2К.

Основні дані одножильних кабелів перших чотирьох марок на напругу 1 кВ наведені в табл.5.2 [8]. Допускають використання повітряних живильних ліній для заміських ліній трамвая і тролейбуса. Повітряні живильні лінії виконують, як правило, неізолюваними мідними або біметалічними проводами (табл. 5.2).

За формулою (5.8), приймаючи  $\kappa_{изн} = 1$ , можна визначити опір живильних ліній.

Табл. 5.2 – Значення параметрів для кабелю марок АСБ-2К, СБ-2К, ААБ-2К, АБ-2К [29]

Переріз жили, мм <sup>2</sup>	300	400	500	625	800
Кількість дротів у жилі	35+2к	35+2к	35+2к	59+2к	59+2к
Діаметр жили, мм	23,2	26,8	30	33,1	37,5
Діаметр проводу, мм	3,31	3,82	4,27	3,67	4,16
Площа перерізу проводу, мм <sup>2</sup>	8,57	11,43	14,29	10,59	13,56
Товщина ізоляції, мм	1,8	1,8	2,1	2,1	2,4
Діаметр під оболонкою, мм	26,8	30,4	34,2	37,4	42,5
Товщина, мм:					
оболонки	1,2	1,3	1,4	1,4	1,5
подушки	2	2,1	2,1	2,3	2,3
стальної стрічки	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Діаметр по броні, мм	35-35,6	39-39,5	43-43,5	46,1-46,8	51,5-52,5
Товщина зовнішнього покриву, мм	2	2	2	2	2
Загальний зовнішній діаметр кабелю, мм	35-39,5	43-43,5	47-47,5	50,1-51,3	54,3-56,5
Струмове навантаження на кабелі:					
з мідними жилами, А	1000/720	1200/880	1400/1020	1520/1180	1700/1400
з алюмінієвими жилами, А	770/555	940/675	1080/785	1170/910	1310/1080
Електричний опір 1км кабелю при температурі 15°С (прокладка в ґрунті) або при температурі 25°С (прокладка на повітрі), Ом/км:					
з мідними жилами	0,06	0,045	0,036	0,0298	0,0225
з алюмінієвими жилами	ОД	0,075	0,06	0,048	0,0375

### 5.6. Методи розрахунків внутрішнього електропостачання

Перераховані в попередньому розділі розрахункові величини визначають для вибору надійних і економічних параметрів елементів системи

електропостачання для знов проєктованих ліній електричного транспорту. Для ліній, що знаходяться в експлуатації, визначення вищезазначених розрахункових величин необхідне для проведення перевірочних розрахунків, що мають на меті встановлення відповідності параметрів системи електропостачання умовам її роботи.

В ході проведення розрахунків внутрішнього електропостачання повинні бути вирішені наступні основні завдання [4]:

- вибір схеми живлення і секціонування тягової мережі;
- вибір потужності тягових підстанцій, типу і числа перетворювальних агрегатів;
- вибір перетинів проводів тягової мережі;
- вибір способів захисту від малих струмів к. з. і їх розрахунок;
- визначення основних техніко-економічних показників роботи окремих елементів системи електропостачання.

Мета вирішення перерахованих вище задач — з'ясування працездатності системи як в нормальному, так і у вимушеному режимі.

Електричні розрахунки, що призначені для вирішення згаданих вище завдань, можуть бути проведені різними методами. Існуючий розрахунковий метод можна підрозділити на дві групи [4]:

- розрахунки, що засновані на конкретному графіку руху;
- розрахунки, що засновані на заданих розмірах руху.

Розміри руху (об'єм перевезень) характеризують інтенсивністю руху, який може бути заданий у вигляді числа РС певного типу за розрахунковий період часу (частоти руху) або тимчасового інтервалу між попутними поїздами на заданій ділянці. У методі, що заснований на заданому розмірі руху, передбачають можливість існування будь-яких графіків руху і будь-яких відхилень від тих або інших графіків.

Справедливо припустити, що розрахункові значення, одержані методом, який заснований на графіку руху, повинні для конкретного графіка менш відрізнятися від дійсних значень в порівнянні з методом, що припускають для одного і того ж об'єму перевезень різні графіки руху. Проте це припущення було б вірним при абсолютно точному виконанні графіка, за яким проводять розрахунок, а тому погрішність методу, що заснований на графіку руху, залежить від того, наскільки реальні графіки руху РС відхиляються від розрахункового графіка.

Метод першої групи знайшов переважне застосування для метрополітену і на магістральних залізницях, оскільки графік руху цих видів транспорту витримується з порівняно невеликими відхиленнями.

Для трамвая і тролейбуса внаслідок вуличних перешкод спостерігаються значні відхилення реального графіка руху від запланованого розрахункового. Тому для наземного міського транспорту недоцільно при розрахунках внутрішнього електропостачання застосовувати метод першої групи. Винятком можуть стати довгі лінії вильоту і лінії замиського трамвая.

Слід зазначити, що для проектних розрахунків метод, що заснований на конкретному графіку руху, застосовувати недоцільно, оскільки певний графік

на перспективу не може бути передбачений. Тобто, сфера застосування цього методу — перевірочні розрахунки. Внаслідок специфіку роботи метрополітену цей метод може бути застосований і для нього, а також рекомендуваний і для проектних розрахунків.

З другої групи метод, що заснований на розмірах руху, для наземного міського транспорту знайшов застосування як метод рівномірно розподіленого навантаження і узагальнено аналітичний.

Необхідно відзначити, що метод, який базується на графіку руху, більш трудомісткий, ніж той, що заснований за заданими розмірами руху.

У всіх методах розрахунку обов'язковими початковими даними є параметри тягової мережі, опір проводів якої приймають незмінним, тоді як опір провідника насправді змінюється залежно від його температури, яка в (свою чергу) залежить і від втрат в провіднику, обумовленому струмом навантаження, і від температури навколишнього середовища. Опір контактних проводів, крім того, змінюється в міру їх зносу. Якщо врахувати можливі насправді межі впливу перерахованих вище чинників на опір контактного проводу, то дізнається, що його опір за термін служби може коливатися в межах  $\pm 36\%$  середнього значення. За таких коливань введення в розрахунки середнього значення опору контактної мережі може призвести до значної погрішності у визначенні навіть середніх втрат напруги і потужності, і тим більше — максимальних.

Оскільки ТП можна розглядати як приймач електричної енергії для трифазної мережі зовнішнього електропостачання, та напруга на затисках цього приймача (на первинних введеннях тягової підстанції) може змінюватися в допустимих межах  $\pm 5\%$  номінального (ГОСТ 13109—67). Випрямлена напруга ТП постійного струму змінюється до  $\pm 4\%$  номінального за їх зовнішньою характеристикою при зміні тягових навантажень. У результаті напруга на шинах постійного струму тягових підстанцій може змінюватися в межах  $\pm 9\%$  номінального. Зміна погодних умов впливає на опір руху ЕРС, а останнє — впливає на тягові навантаження. Їх зміни протягом року знаходяться в межах  $\pm 10\%$  середніх значень [4].

Такі початкові дані, як об'єм перевезень і графіки руху, також можуть істотно змінюватися протягом ряду років, не говорячи вже про зміни маси самої ЕРС, швидкості руху і т.п.

Загальний вплив неточності початкових даних, а також обчислювальних і графічних операцій щодо побудови кривих руху і підрахунку витрати енергії на рух, може призвести до орієнтовної погрішності розрахункових значень  $\pm 20\text{--}30\%$ . Виходячи з вище згаданого, погрішність розрахунків, що залежить безпосередньо від методу розрахунку, можна вважати неістотною в межах  $\pm 10\text{--}15\%$ . Висока точність розрахункових методів недоцільна із-за досить значної погрішності самих початкових даних. Прийнята за допустиму погрішність розрахункових методів  $\pm 10\text{--}15\%$  помітно не впливає на економічні показники системи електропостачання.

### **5.6.1. Метод перетину графіка**

*Суть методу.* Початковими даними для проведення розрахунків за цим методом служать: заданий графік руху, що виражається залежністю  $t(l)$  (тут  $t$  - час;  $l$  - відстань, яку подолав поїзд), і діаграми струму потягів  $i(l)$ , що характеризують значення струму, який використали поїзди під час руху. Значення струму на діаграмі визначають поряд з чинниками, зокрема, схемою з'єднання тягових двигунів, режимом ведення одиниці ЕРС і т.д. Окрім заданих залежностей  $t(l)$  і  $i(l)$ , повинна бути відома схема тягової мережі.

Метод заснований на тому, що в певні моменти часу фіксуються розташування потягів на даній ділянці їх рух і струм. В результаті виходить ряд миттєвих схем, кожна з яких є схемою електричної мережі, в якій значення і місця розташування навантажень відповідають дійсним значенням для даного моменту часу. Потім кожен миттєву схему розраховують, тобто для неї визначають навантаження живильної лінії, втрату напруги в кінці ділянки, втрату потужності, втрату напруги на струмоприймачі даного РС. Розглядають, звичайно, будь-який з потягів, для якого визначають втрату напруги на струмоприймачі з урахуванням навантажень інших потягів, що проходять одночасно ділянкою. Набуте розрахункове значення характеризуватиме систему внутрішнього електропостачання в даний конкретний момент часу. За наслідками розрахунків миттєвих схем можуть бути побудовані графіки зміни в часі навантажень живильних ліній, а по ним — і тягових підстанцій, втрат напруги і потужності в тяговій мережі.

При розрахунку за цим методом необхідно дотримуватися попередніх умов і допущень [9]:

- потяги однотипні і рухаються з однаковою швидкістю;
- інтервали часу між попутними поїздами і розрахункова тривалість стоянок усіх потягів однакові;
- крива руху (діаграма струму) всіх РС однакові;
- контактна й рейкова мережі шляхів обох напрямів відповідно з'єднані паралельно (така схема з'єднань контактної і рейкової мережі найбільш характерна для наземного міського електричного транспорту);
- схеми з'єднання рейок і проводів контактної мережі однакові;
- шунтуючою дією ґрунту нехтуємо;
- опори живильних ліній не враховуються;
- не враховується зовнішня характеристика тягової підстанції.

Дотримання цих вимог приведе до значних розбіжностей розрахункових величин з реальними умовами експлуатації.

### **5.6.2. Метод рівномірно розподіленого навантаження**

Даний метод ґрунтується на заміні дійсних навантажень РС, що переміщаються і змінюються, на еквівалентні за споживанням енергії навантаження, незмінні в часі і рівномірно розподілені уздовж контактної лінії.

Чим більше потягів на ділянці, тим більша рівномірність їх руху на ділянці і споживання струму кожним із них, тим ближче результати розрахунків до дійсності. І, навпаки, погрішність методу буде значною при малій кількості потягів на лінії і нерівномірному споживанні струму кожним із них.

Оскільки інтенсивність руху на окремих ділянках мережі може бути різною, то для наближення розрахунків до дійсності, мережу ділять на розрахункові ділянки, кожна з яких характеризується своєю в середньому незмінною інтенсивністю навантажень, яку визначають числом ЕРС на одиницю довжини мережі, швидкістю і характеристикою ЕРС, профілем шляху.

До переваг методу слід віднести простоту розрахункових формул, невелику трудомісткість обчислень і можливість розрахунків мереж практично будь-якого ступеня складності.

Для методу, що заснований на розмірах руху, початковими даними є: інтенсивність руху ЕРС, середній струм потяга, і параметри тягової мережі.

Середній струм потяга  $I$  може бути визначений за діаграмою струму потяга  $i(I)$ . За відсутності кривої руху (для трамвая і тролейбуса їх звичайно не будують) середній струм потяга можна визначити за виміряною або розрахованою питомою витратою енергії  $A_{уд}$  [4];

$$I = \frac{A_{уд} \cdot G \cdot V_e}{U}, \quad (5.16)$$

- де  $A_{уд}$  - питома витрата енергії одиниці ЕРС, Вт · г/ поїзд.дільниця;  
 $G$  - маса одиниці ЕРС, т;  
 $V_e$  - експлуатаційна швидкість руху одиниці ЕРС, км/г.;  
 $U$  - середня напруга на струмоприймачі ЕРС, В (для попередніх розрахунків вважають її такою, що дорівнює номінальній напрузі тягової мережі, тобто для спільного електропостачання трамвая і тролейбуса  $U = U_{ном} = 550$  В).

Питому витрату енергії  $A_{уд}$  можна визначити за відомими формулами (5.18) або за показниками таблиці 5.3 [3].

Таблиця 5.3 - Питомі витрати енергії різними типами РС

Вид транспорту	$A_{уд}$ Вт·г/ поїзд.дільниця
Метрополітен	40-60
Трамвай	35-80
Теж саме на дуже коротких перегонах та високих швидкостях	до 100
Тролейбус	150 -200
Примітка: $\Sigma A_{уд}$ - середнє значення сумарної питомої витрати енергії з урахуванням питомої витрати на власні потреби ЕРС.	

За відсутності конкретних даних щодо питомої витрати енергії для визначення середнього струму потягу можна користуватися значеннями, що надані в табл. 5.4.

Тягові навантаження характеризуються значно більшим числом параметрів, ніж навантаження звичайної стаціонарної мережі. Основними початковими даними для розрахунку навантажень ТМ і підстанцій є споживання РС струмів і їх характеристика: середній ефективний струм потягу,  $\alpha$  і  $\beta$ :

$\alpha$  - відношення всього часу роботи РС до часу споживання ним струму за відсутності рекуперації;

$\beta$  - коефіцієнт варіації струму

$$\beta = \frac{I_{\vartheta}^2 - I^2}{I^2}, \quad (5.17)$$

де  $I$  і  $I_e$  - середній і ефективний струм потягу, А.

Існують три різні способи розрахунку струмів (навантажень) потягів:

- \* за кривими руху;
- \* аналітичний і розрахунковий, заснований на узагальненні результатів ходових випробувань РС;
- \* на підставі статистичних даних експлуатації.

*Розрахунок за кривими руху РС* – дозволяє одержати величину і характеристику споживаних струмів залежно від точки всіх впливаючих чинників: маси потягу, прискорення, режиму руху (наприклад, облік додаткових пусків на перегоні), довжини перегону, швидкості сполучення, середньої напруги в контактній мережі, еквівалентного ухилу і т.д.

Недоліки методу – погрішність в побудові кривої руху. Велика трудомісткість.

*Аналітичний метод* розрахунку відвічних навантажень за витратою енергії на рух. Рекомендують для попередніх розрахунків, наприклад, для оцінки енергетичної характеристики проектного нового типу рухомого складу і подальшого орієнтовного зіставлення транспортних засобів (систем), принципово відмінних один від одного за основними їх елементами. Більш точні результати дають спеціальні ходові випробування РС, що вимагають великих витрат на проведення експериментів і обробку їх результатів, не містять всієї інформації, яка необхідна для проектування системи живлення.

Але широкое застосування лічильників електричної енергії на РС дозволить одержувати значно повнішу інформацію (характеристику, наприклад, середніх споживаних струмів РС).

Визначення навантажень на основі обробки статистичних даних підприємств з витрати електроенергії на пересування рухомих одиниць є найменш точним способом, оскільки облік енергії, яку витрачають, фіксують лічильниками, що встановлені, як правило, на боці змінного струму ТП.



Виділення із загальної витрати енергії тієї її частини, яку споживають для власних потреб підстанції, втрачаються на ТП, в кабельній і контактній мережі, а також витрачають на власні потреби самого РС, надзвичайно затрудняє навіть приблизний розрахунок споживаної кожною одиницею РС енергії на рух, який вимагає цілого ряду поправочних коефіцієнтів для обліку реальних умов.

*Узагальнено - аналітичний метод.* Сутність методу: у цьому методі найбільше повно враховуються особливості роботи СЕП і РС: зміни значень тягових навантажень і безупинні переміщення їх по ділянці, а також зміна в часі числа РС, що одночасно знаходяться на ділянці. Точний облік перерахованих факторів дуже складний.

Основні допущення, вкладені в цьому методі:

1. У будь-який момент розглянутого періоду часу на ділянці знаходиться незмінне число поїздів, рівне середньому значенню “ $n$ ” за цей період часу.
2. РС можуть мати яке бажане розташування, тобто будь-яка комбінація з взаємно розташування рівновірогідна.
3. РС споживають незалежно один від одного будь-які струми, значення яких лежать у межах, можливих для кожного РС.

Вихідними даними для розрахунку цим методом є:

- заданий обсяг руху
- середнє значення поїзного струму
- параметри тягової мережі

Заданий обсяг (розміри) руху може бути представлений інтервалом часу між побіжним потягом одного напрямку  $t_{\text{пнт}}$ , хв., чи частотою руху  $N$ , РС/год. Середнє число потягів на ділянці  $n$  визначають по заданим значенням.

### **5.6.3. Аналітичний розрахунок тягових навантажень**

Навантаження мережі при аналітичному розрахунку визначаються через питомі витрати електричної енергії на рух РС по окремих розрахункових ділянках лінії. Межею розрахункових ділянок служать точки розгалуження ліній, місця закінчення маршрутів і точки різкої зміни подовжнього профілю траси, тобто в межах розрахункової ділянки зберігають приблизно незмінну (на одиницю довжини) питому витрату електроенергії на рух РС. Для кожної розрахункової ділянки визначають витрату електроенергії на рух РС в обидва напрями, Вт·г/поїзд·дільниця [4].

$$A_p = \frac{2 \cdot 9,81}{3600} G \left\{ \frac{(w_o + i_e) \cdot l_p}{\eta_D} + pq \cdot \left[ \frac{v_n^2 \cdot \kappa_n}{2 \cdot 3,6^2} \left( \frac{10^3 \cdot \kappa_u}{9,81} + \frac{\omega_o}{a_n} \right) + \frac{v_m^2}{2 \cdot 3,6 \cdot \eta_D} \left( \frac{10^3 \kappa_u}{9,81} - \frac{\omega_o}{b_m} \right) \right] \right\} + A_{en}, \quad (5.18)$$

де  $\omega_o$  - основний питомий опір руху залежно від типу РС, Н/кН;

$l_p$  - довжина розрахункової ділянки в одному напрямі, м;

$i_e$  - еквівалентний підйом, ‰;

$p$  - коефіцієнт, що характеризує додаткові пуски й гальмування, приймають рівним (1,2 ÷ 1,5);

$q$  - кількість перегонів на дільниці;

$\eta_q$  - к.к.д. тягового електродвигуна і передавальних механізмів в залежності від типу РС;

$V_n$  - швидкість виходу на автоматичну характеристику, км/г;

$V_T^2$  - швидкість початку гальмування, км/г;

$K_n$  - коефіцієнт залежний від системи пуску і дорівнює 1-при відсутності і 0,5-при наявності послідовно-паралельного пуску;

$K_u$  - коефіцієнт інерційної маси вагону, що обертається, дорівнює (1,1 ÷ 1,2);

$v_T$  - уповільнення при гальмуванні, м/с<sup>2</sup>;

$a_n$  - прискорення при пуску, м/с<sup>2</sup>;

$A_{en}$  - витрата електроенергії на власні потреби РС, Вт·год/поїзд. дільниця;

$G$  - маса потягу при середньому наповненні, т.

Як впливає з останнього виразу, питома витрата електроенергії залежить від еквівалентного підйому розрахункової ділянки.

Середній еквівалентний підйом дільниці, ‰:

- для одностороннього руху

$$i_y = \frac{1}{l_p} \left( \sum i_n \cdot l_n + \sum \omega_k \cdot l_k - \sum i_{bc} \cdot l_{bc} - \omega_0 \sum l_{ec} \right); \quad (5.19)$$

- для двостороннього руху:

$$i_y = \frac{1}{2 \cdot l_p} \left( \sum i_s \cdot l_s + \omega_0 \sum l_s + 2 \sum \omega_k \cdot l_k \right), \quad (5.20)$$

де  $l_k$  і  $i_n$  - довжина, м і ухил ‰, всіх підйомів у напрямі руху;

$l_{bc}$  - довжина, м і ухил ‰, всіх нешкідливих ухилів у напрямі руху;

$i_s$  - значення шкідливих ухилів, тобто таких ухилів, які по абсолютному значенню більше основного питомого опору руху ‰;

$l_s$  - довжина верхнього ухилу, м;

$l_k$  - довжина кривої, м;

$l_{ec}$  - довжина шкідливого спуску у напрямі руху, м;

$\omega_k$  - питомий опір руху від кривих  $\omega_k = 530 / R_k$  - для двовісних;

$\omega_k = 420 / R_k$  - 4-х вісних;

$R_k$  - радіус кривої, м

Витрату електроенергії на власні потреби вимірюють у Вт·год/поїзд.дільниця.

$$A_{en} = \frac{P_{en} \cdot 2 \cdot L}{V_e} \quad (5.21)$$

де  $V_e$  - середня експлуатаційна швидкість км/г;  
 $P_{en}$  - потужність споживачів на власні потреби, Вт, підраховується для кожного типу РС.

Розрахувавши витрату електроенергії  $A_{pi}$  на рух РС  $i$ -го типу за розрахунковою ділянкою, визначаємо навантаження на розрахунковій ділянці,  $A$ .

$$I_{yu} = \frac{\sum A_{pi} \cdot N_i}{U_c}; \quad (5.22)$$

де  $N_i = \frac{n_i V_e}{2L_{\mu i}}$  - частота руху поїздів на ділянці, поїздів/год;

$U_c$ - середня напруга в мережі, В;

$L_{mi}$  - довжина і-го маршруту по осі вулиці, км;

$n_i$  - кількість поїздів на  $i$ -му маршруті.

### Приклад визначення навантаження на розрахунковій ділянці

**Завдання:** Визначити навантаження на ділянці (рис.П-2) [3], якщо по ньому курсують одиночні потяги із загальною масою РС з пасажирями 250 кН; основний опір руху  $\omega_0 = 55 \text{ Н/кН}$ , к.к.д. двигунів  $\eta_n = 0,76$ ; швидкість виходу на автоматичну характеристику  $V_n = 25 \text{ км/г}$ ; швидкість на початку гальмування  $V_m = 22 \text{ км/г}$ ; прискорення потягу на початку гальмування  $a_n = 0,8 \text{ м/с}^2$ ; уповільнення при гальмуванні  $b_m = 1,2 \text{ м/с}^2$ ; коефіцієнт інерції мас  $\gamma = 0,1$ , що обертаються; число перегонів  $q = 3$ ; пуск послідовно-паралельний; інтервал проходження  $t = 3 \text{ хвилини}$ .

Рішення. Витрата електричної енергії  $A$  на розрахунковій ділянці, відносно до 1 кН маси потягу і за відсутності рекуперативного гальмування визначається по формулі (5.18):

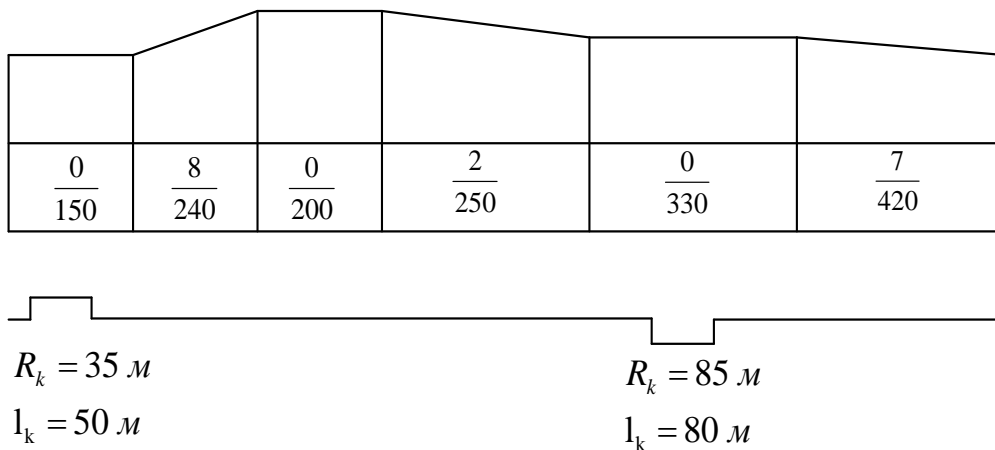


Рис. П-2. Профіль ділянки для визначення навантаження

Де приймається:

$k_0$  = коеф., що враховує відхилення умов руху від нормальних в найбільш важкі періоди, а також витрату на освітлення, роботу двигуна компресора вентилятора. ( $k_0 = 1,12$ ).

$$k_y = 1,1;$$

$k_\partial = 1.15$  - коеф., що враховує збільшення втрат електричної енергії за рахунок додаткових пусків і гальмувань.

$$\text{Можна приймати } W_T = W_n = W_{cp} = 55 \text{ H / кН}.$$

Визначаємо опір руху на кривих:

$$\text{при } R_k = 35 \text{ м } \omega_k = \frac{530}{35} \cdot 9,81 = 148,5 \text{ H / кН}.$$

$$\text{при } R_k = 85 \text{ м } \omega_k = \frac{420}{85} \cdot 9,81 = 48,5 \text{ H / кН}.$$

Еквівалентний ухил, Н/кН (5.20):

$$i_y = \frac{\sum (i_b - W_{cp}) \cdot l_b + 2 \sum W_k \cdot l_k}{2l_n} = \frac{(8 \cdot 240 + 7 \cdot 420) + 2(148,5 \cdot 240 + 48,5 \cdot 420)}{2 \cdot 1590} = 36,75, \text{A}$$

Витрата енергії на 1 кН маси (5.18):

$$A = 2 \left\{ \frac{1590(55 + 36,75)}{0,76} + 1,25 \cdot 3 \left[ \frac{25^2 \cdot 0,5}{2 \cdot 3,6^2} \cdot \left( \frac{10^3 \cdot 1,1}{9,81} + \frac{55}{0,8} \right) + \frac{22^2}{2 \cdot 3,6^2 \cdot 0,76} \left( \frac{10^3 \cdot 1,1}{9,81} - \frac{55}{1,2} \right) \right] \right\} +$$
$$+ 4969 = 412381 \frac{\text{Вт} \cdot \text{с}}{\text{поїзд} \cdot \text{дільн.}}$$

Втрати на власні потреби визначаємо по формулі (5.21)

$$A_{\text{вн}} = \frac{25 \cdot 2 \cdot 1590}{16} = 4969 \frac{\text{Вт} \cdot \text{с}}{\text{поїзд} \cdot \text{дільн.}}$$

де  $P_{\text{вп}} = 25$  кВт – приймається;

$V_e = 16$  км/г – приймається.

Величина середнього струму на ділянці (5.22):

$$I_{\text{cp}} = \frac{A \cdot G \cdot n}{3,6 \cdot 10^3 \cdot U_c} = \frac{412381 \cdot 25 \cdot 20}{3,6 \cdot 10^3 \cdot 550} = 104 \text{ A}$$

де  $n$  – число РС в годину:

$$n = \frac{60}{t} = 60/3 = 20$$

#### 5.6.4. Розрахунок навантажень за даними експериментів

За відсутності результатів тягових розрахунків або всіх необхідних даних для аналітичного розрахунку тягових навантажень слід користуватися даними, що одержані узагальненням ходових випробувань РС і статистичних

показників роботи експлуатаційної СЕП. Середній струм на розрахунковій ділянці визначають за базовим струмом, що приведений до експлуатаційної швидкості трамвая  $V_e=16$  км/г, тролейбуса  $V_e=17$  км/г, еквівалентному ухилу  $i_e \leq 5\%$  і середній довжині перегону  $l=(350 \div 400)$  м з урахуванням споживання струму на власні потреби одиниці РС (табл.5.4) [3].

$$I = I_o + I_{en} \quad (5.23)$$

Таблиця 5.4 - Базові значення струму [3]

Показники	Значення показників для							
	трамвая				тролейбуса			
	Т-3	КТМ 5М3	РВ3 6М	РВ3-7	ЗИУ 9Б	ЗИУ 9В	Тр-9	ДАК 217Е
Базовий струм $I_o$ , А - взимку	78	71	80	80	74	74	92	70
- влітку	72	65	74	74	64	64	80	60
Середній струм власних потреб, $I_{вп}$ , А - взимку	27	29	15	25	11	18	18	15
- влітку	9	11	6	7,5	4,5	7,5	7,5	6
$\alpha_o$	2,4	2	2,5	2,5	1,8	2	2	1,8
$\beta_o$	3,5	3,6	3,2	3,2	3	3	3,2	2,5

Перерахунок довжини інших умов проводять за формулою [4]:

$$I = \kappa_i \cdot \kappa_y \cdot \kappa_v \cdot \kappa_n \cdot I_o + I_{en} \quad (5.24)$$

де  $\kappa_i$  - поправка на ухили  $i_s \geq 5\%$ ;  $\kappa_i = 1 + 0,02i_s$ ;

$\kappa_y$  - поправка на багатопускові режими за утруднених умов руху (за наявності кривих спецчастин КМ, жвавих перехресть);

$\kappa_y = 1,15$  - для трамвая;  $\kappa_y = 1,1$  - для тролейбуса;

$\kappa_v$  - поправка на експлуатаційну швидкість  $V_e=16$  км/г - для трамвая і

$V_e \geq 17$  км/г - для тролейбуса ( $\kappa_y = 0,062 \cdot V_e$  - для трамвая,  $\kappa_y = 0,058 \cdot V_e$  - для тролейбуса);

$\kappa_n$  - поправка на довжину перегону при  $l > 350$  м

$$\kappa_n = \frac{22}{\sqrt{l}} - 0,175;$$

$$\alpha = \alpha_o \left( \frac{21,5}{V_s} - 0,35 \right);$$

$$\beta = \beta_o \left( \frac{33,3}{V_s} - 1,08 \right);$$

де  $\alpha_o$  – відношення повного часу роботи одиниці РС на лінії до часу споживання його з мережі енергії на рух ( $\alpha_o$  зворотна вірогідності тягового режиму рухомої одиниці, табл.5.4);

$\beta_o$  – відношення дисперсії струму рухомої одиниці до квадрата її середнього струму ( $\beta_o$  дорівнює квадрату коефіцієнта варіації струму поїзда, табл.5.4)

При русі в багатократному пусковому режимі  $\alpha$  і  $\beta$  слід зменшити в два рази.

Ефективний струм РС визначають за коефіцієнтом ефективності

$$K_{\gamma} = (1,03 \div 1,07) \sqrt{\alpha};$$

$$I_{\gamma} = K_{\gamma} \cdot I_0$$

Дисперсія струму РС

$$D_I = I_0^2 \cdot \beta$$

#### 5.6.5. Визначення розрахункового рівномірно розподіленого навантаження

Розглянемо визначення рівномірно розподіленого навантаження  $i_{pp}$ , А/км, на деякій двоколіній ділянці завдовжки  $L$ , км, із заданою інтенсивністю руху і приблизно однаковою питомою витратою енергії на рух ЕРС в кожному напрямі.

Якщо на даній ділянці рухається ЕРС різного типу і відомий середній струм потягів кожного типу, розрахункове значення еквівалентної рівномірно розподіленого навантаження:

$$i_{pp} = \frac{1}{L} \sum_{q=1} I_q \cdot n_q; \quad (5.25)$$

де  $I_q$  - середнє значення струму потяга  $q$  – го типу, А;

$n_q$  - число РС  $q$  – го типу;

При однотипному ЕРС на ділянці (окремий випадок) еквівалентне рівномірно розподілене навантаження:

$$i_{pp} = \frac{1}{L} \sum_{s=1}^n I_s \quad (5.26)$$

де  $i_{pp}$  - середній струм  $s$ -го поїзда, А;

$n$  - число поїздів на ділянці.

Середнє значення струму поїзда у виразах (5.25) і (5.26) розраховують за формулою (5.16) або (5.24). Число поїздів на ділянці  $n$  визначають за інтенсивністю  $N$  і швидкістю руху:

$$\text{- для одноколіїної ділянки: } n = N \cdot L / V_e = N \cdot T_y; \quad (5.27)$$

$$\text{- для двоколіїної ділянки: } n = 2N \cdot L / V_e = 2N \cdot T_y; \quad (5.28)$$

де  $N$  — частота руху, поїзд/год.;

$T_y$  — час ходу ділянкою в одному напрямі, год.

Для двоколіїної ділянки з рухом в обох напрямках частоту руху  $N$ , звичайно, розглядають як число пар поїздів за годину.

Для наземного міського транспорту інтенсивність руху, звичайно, задають не через частоту  $N$ , а через інтервал часу між попутними поїздами  $t_{\text{инт}}$ , хв/РС. При цьому число потягів на ділянці:

- для одноколіїної ділянки: 
$$n = \frac{60L}{t_{\text{инт}} V_e} = \frac{60}{t_{\text{инт}}} T_y \quad (5.29)$$

- для двоколіїної ділянки: 
$$n = \frac{2 \cdot 60L}{t_{\text{инт}} V_e} = \frac{120}{t_{\text{инт}}} T_y \quad (5.30)$$

Підставивши формули (5.16) і (5.27) або (5.16) і (5.29) у вираз (5.25), одержимо відповідне значення розрахункового еквівалентного рівномірно розподіленого навантаження через питому витрату енергії:

$$i_{pp} = \frac{1}{U_n} \sum_{q=1}^{\tau} A_{\text{уд.}} G_q N_q; \quad i_{pp} = \frac{60}{U_n} \sum_{q=1}^{\tau} \frac{A_{\text{уд.}} G_q}{t_{\text{инт.}q}}$$

#### **5.6.6. Розрахунки нерозгалуженої тягової мережі при односторонньому живленні**

Приступаючи до викладу основних розрахункових прийомів методу рівномірно розподіленого навантаження, слід зазначити, що основні формули, які будуть наведені нижче, виведені без урахування опору живильних ліній і опору тягової підстанції, а також без урахування відмінності схем живлення контактної і рейкової мереж. Ці чинники в даному методі слід враховувати так само, як при розрахунку миттєвих схем в методі перерізу графіка руху (розділ 5.6.1).

На рис. 5.5, а представлена проста схема нерозгалуженої мережі деякої ділянки завдовжки  $L$ , км, з незмінним опором на одиницю довжини, Ом/км і з рівномірно розподіленим навантаженням  $i_{pp}$  однакової інтенсивності всією довжиною ділянки. Живильний пункт  $A$  знаходиться зліва. Струм  $I_x$  в елементарному відрізку  $x$  дорівнює сумарному навантаженню частини ділянки мережі, що розташована праворуч від точки з координатою  $x$  до кінця консолі, тобто:

$$I_x = i_{pp} (L - x). \quad (5.31)$$

Струм змінюється згідно із законом прямої вповдовж ділянки. Залежність  $I_x(x)$  зображена на рис. 5.5, б [1,3].

У живильному пункті  $A$  на початку ділянки для значення  $x=0$  набуваємо значення струму живильної лінії:

$$I_n = I_{pp} \cdot L. \quad (5.32)$$

Приріст втрати напруги  $dU_x$  на елементарному відрізку  $dx$  від струму  $I_x$ :

$$dU_x = I_x \cdot r \cdot dx. \quad (5.33)$$

Підставивши у формулу (5.32) значення  $I_x$  з виразу (5.30), одержимо

$$dU_x = i_{pp} \cdot r \cdot (L - x) dx. \quad (5.34)$$

Втрата напруги  $\Delta U_x$  на частини ділянки від пункту живлення до точки з абсцисою  $x$  може бути знайдена після інтегрування виразу (5.33) в межах від 0 до  $x$ :

$$\Delta U_x = i_{pp} \cdot r \int_0^x (L - x) dx = i_{pp} \cdot r \cdot \left( L \cdot x - \frac{x^2}{2} \right). \quad (5.35)$$

Одержаний вираз є рівняння параболи. Залежність  $\Delta U_x(x)$  зображена на рис. 5.5, в.

Значення втрати напруги на кінці ділянки набудемо, підставивши у формулу (5.31) значення  $x = L$ :

$$\Delta U_L = \frac{i_{pp} r \cdot L^2}{2}. \quad (5.36)$$

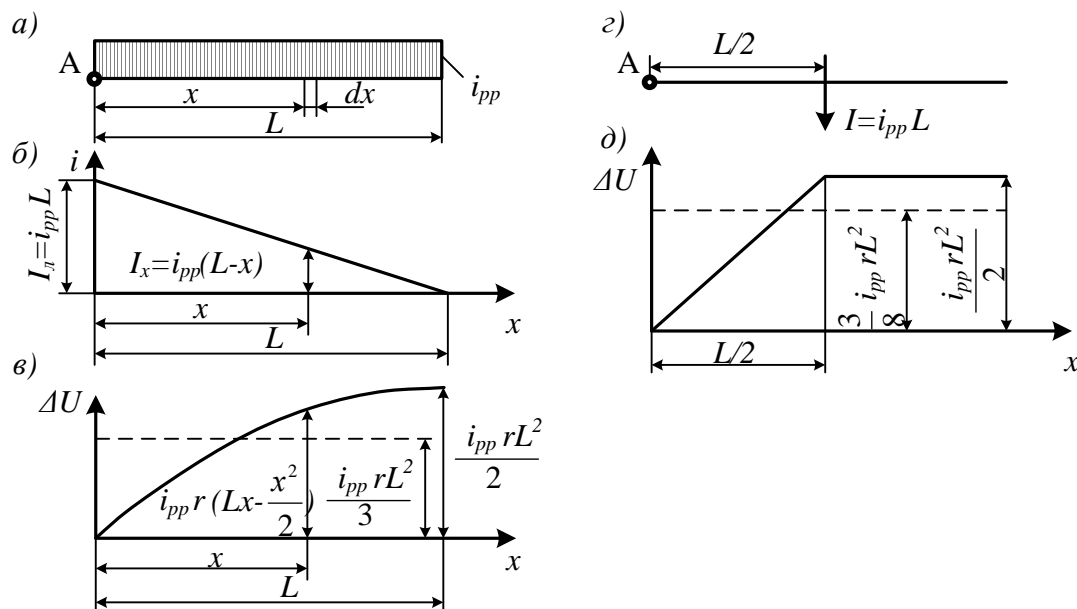


Рис. 5.5 - Розрахункова схема ділянки тягової мережі з рівномірним розподіленням навантаження: а — схема навантаження ділянки; б — епюра зміни струму вдовж ділянки; в — епюра зміни втрати напруги; г — схема заміщення із зосередженим навантаженням; д — епюра втрати напруги при еквівалентному зосередженому навантаженні

Середню втрату напруги до струмоприймача РС можна одержати, замінивши інтеграцію «почекай» інтеграцією «по дорозі». Це можна зробити при допущенні, що потяг рухається з рівномірною швидкістю.



Тоді  $\Delta U$  за весь час проходження поїзду ділянкою можна знайти, після інтегрування вираз (5.34) в межах від 0 до  $L$ , і розділивши на довжину ділянки  $L$ :

$$\Delta U_x = \frac{i_{pp} \cdot r}{L} \int_0^L (L \cdot x - \frac{x^2}{2}) dx = \frac{i_{pp} \cdot r \cdot L^2}{3}. \quad (5.37)$$

Набутого значення є середня ордината параболи, тобто ордината прямокутника, рівновеликого за площею параболічної епюри.

Порівнюючи між собою формули (5.35) і (5.36), можна зробити висновок, що середня втрата напруги до струмоприймача РС  $\Delta U$  за весь час ходу ділянкою дорівнює  $2/3$  втрати напруги в кінці ділянки  $\Delta U_L$ :

$$\Delta U = 2/3 \Delta U_L \quad (5.38)$$

Це співвідношення справедливе для методу рівномірно розподіленого навантаження лише при визначенні середньої втрати напруги на струмоприймачі потягу за весь час проходження ділянки. Середня втрата напруги до поїзду за час споживання струму  $\Delta U_p$  не рівна  $2/3$  від  $\Delta U_L$ , оскільки потяг йде під струмом лише на окремих ділянках параболи. Тому значення  $\Delta U_p$  може бути і більшим і меншим  $2/3 \Delta U_L$  навіть при точно параболічній залежності  $\Delta U_x(x)$

Для визначення втрат напруги в кінцевих точках мережі, можна по аналогії з механікою скористатися правилом заміни рівномірно розподіленого навантаження  $i_{pp}$  рівнодіючим зосередженим навантаженням  $I$ , що прикладене всередині ділянки:

$$I = i_{pp} \cdot L \quad (5.39)$$

Схема заміщення із зосередженим навантаженням зображена на рис.5.5, г, а епюра зміни втрат напруги для такої схеми - на рис. 5.5, д. Втрата напруги в кінці ділянки для схеми (рис. 5.5, г):

$$\Delta U_L = I \cdot r \frac{L}{2} = i_{pp} L \cdot r \frac{L}{2} = \frac{i_{pp} \cdot r \cdot L^2}{2}. \quad (5.40)$$

Одержаний вираз, аналогічний виразу (5.36); тобто заміна еквівалентна.

За схемою заміщення із зосередженими навантаженнями (рис.5.5, г) не можна визначити середню втрату напруги до струмоприймача РС  $\Delta U$ , оскільки середня ордината фігури (рис.5.5, д) не рівна середній ординаті параболи, що зображена на рис. 5.5, в. Середня ордината фігури, що зображає епюру зміни втрат напруги на рис.5.5,д, може бути легко обчислена і дорівнювати  $3/8 I \cdot r \cdot L$  або  $3/8 i_{pp} \cdot L^2$ , тобто складає  $3/4$  від втрат напруги в кінці ділянки, а не  $2/3$ , як на схемі рис.5.5,а. Заміною рівномірно розподіленого навантаження на зосереджене користуються для спрощення розрахунків втрат напруги до кінця ділянок у випадку, якщо вони відрізняються один від одного інтенсивністю навантажень або значеннями опору на одиницю довжини, або

для визначення втрат напруги до кінця кожного з напрямів в складних розгалужених схемах.

### 5.6.7. Розрахунок розімкненої мережі з зосередженим навантаженням

Розглянемо нерозгалужену мережу постійного струму з декількома навантаженнями, що одержує живлення від точки «А» (рис.5.6,а ), і її спрощену однолінійну схему заміщення (рис.5.6,б ) [1,3]

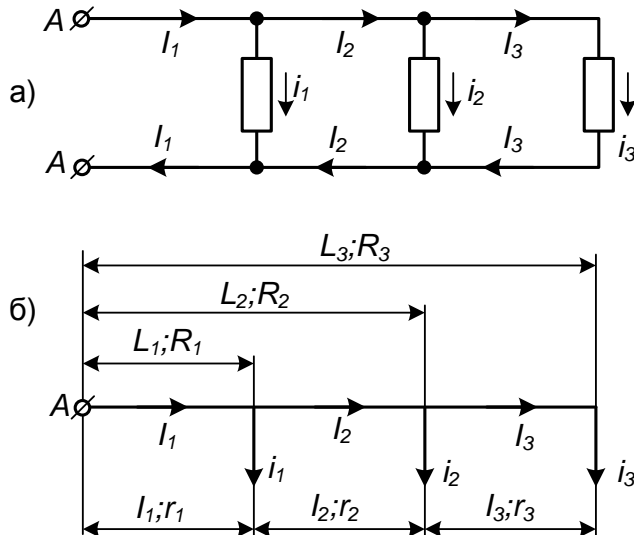


Рис. 5.6 Повна (а), однолінійна (б) розрахункові схеми нерозгалуженої мережі:

де  $i_1; i_2; i_3$  - струми навантажень, А;  
 $L_1; L_2; L_3$  - відстань від пункту живлення до навантажень, м;  
 $R_1; R_2; R_3$  - опір проводу відповідних ділянок, Ом;  
 $r_1; r_2; r_3$  - опір проводів ділянок, Ом;  
 $l_1; l_2; l_3$  - довжини ділянок, м.

Втрати напруги в двох проводах до кінця лінії складе, В (рис.5.6,б):

$$\Delta U = 2(I_1 r_1 + I_2 r_2 + I_3 r_3). \quad (5.41)$$

Для допустимого числа навантаження

$$\Delta U = 2 \sum_{k=1}^n I_k \cdot r_k, \quad (5.42)$$

де  $I_k$  - лінійний струм наприкінці ділянки, А;  
 $r_k$  - опір ділянки одного проводу від пункту живлення до навантаження, Ом

$$\begin{aligned} I_1 &= i_1 + i_2 + i_3; & I_2 &= i_2 + i_3; & I_3 &= i_3; \\ R_1 &= r_1; & R_2 &= r_1 + r_2; & R_3 &= r_1 + r_2 + r_3. \end{aligned}$$

Остаточно маємо:

$$\Delta U = 2(i_1 R_1 + i_2 R_2 + i_3 R_3).$$

У загальному випадку ця формула має вигляд :

$$\Delta U = 2 \sum_{k=1}^n i_k \cdot R_k, \quad (5.43)$$

де  $i_k$  - навантажувальний струм наприкінці к-ої ділянки, А;  
 $R_k$  - опір одного проводу від пункту живлення до навантаження  $i_k$ .

Якщо перетин проводів лінії незмінний по всій її довжині, то опір  $r_k$  і  $R_k$  можна виразити через довжину перерізу проводу і його провідність

$$r_k = \frac{l_k}{\gamma \cdot S}; \quad R_k = \frac{L_k}{y \cdot S};$$

Тоді: 
$$\Delta U = \frac{2}{S \cdot \gamma} \sum I_k \cdot l_k; \quad \Delta U = \frac{2}{S \cdot y} \sum i_k \cdot L_k,$$

де  $l_k$  - довжина ділянки мережі між навантаженнями  $i_k$  і  $i_{k-1}$ , м;  
 $L_k$  - відстань від пункту живлення до навантаження  $i_k$ , м;  
 $y$  - провідність проводу м / Ом · мм<sup>2</sup>.

Якщо розглядають зворотну задачу – визначення найменшої площі перерізу проводів лінії забезпечення заданої втрати напруги на її кінці  $\Delta U_{\text{дон}}$ , то ці ж формули використовують у вигляді:

$$S_{\min} = \frac{2}{\gamma \Delta U_{\text{дон}}} \sum_{k=1}^n I_k l_k; \quad (5.44)$$

$$S_{\min} = \frac{2}{\gamma \Delta U_{\text{дон}}} \sum_{k=1}^n i_k \cdot L_k. \quad (5.45)$$

#### **5.6.8. Розрахунок розімкнених мереж з рівномірно розподіленим навантаженням**

Якщо на лінії розташовують  $n$  навантажень, які мало відрізняються один від одного, то розрахункову схему можна прийняти у вигляді лінії з рівномірно - розподіленим навантаженням  $i_{pp}$  [1,3].

На рис.5.7,а зображена в однолінійному відтворенні двопровідна лінія з електричними навантаженнями, розташованими на ділянці з координатами «а» і «у» від пункту живлення А. На рис.5.7,б зображена розрахункова схема, на якій на тій же ділянці показана еквівалентна реальному рівномірно розподіленому навантаженню  $i_{pp}$ , А/м.:

$$i_{pp} = \frac{1}{b-a} \sum_{k=1}^n i_k, \quad (5.46)$$

де:  $n$  – кількість зосереджених навантажень на розподіленій ділянці.

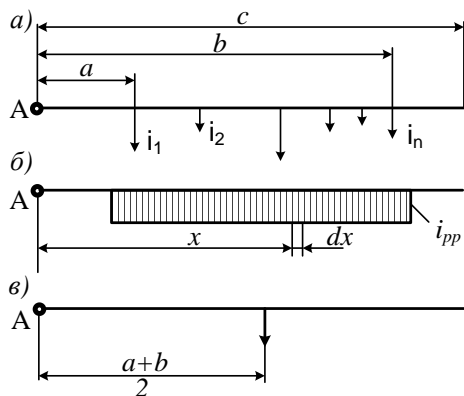


Рис.5.7 - Приведення реальних навантажень до рівномірно - розподілених:

- а) схема реальних навантажень;
- б) еквівалентне рівномірно – розподілене навантаження;
- в) приведенне зосереджене навантаження

Імовірно, чим більше « $n$ », тим точніше розрахунки. Якщо на окремих ділянках мережі значення навантажень значно відрізняються, то мережу розплановують на кілька ділянок, які відрізняються за інтенсивністю навантажень, для кожного з яких визначають своє рівномірно - розподілене навантаження.

Для розрахунку схеми (рис.5.7,б), визначають збільшення втрати напруги  $\Delta U_x$  на елементарній ділянці  $dx$  на відстані « $x$ » від пункту живлення А.

Струм, що протікає в лінії через відрізок  $dx$ :

$$I_x = i_{pp}(b - x). \quad (5.47)$$

Тут і надалі « $x$ » змінюють в межах  $a \leq x \leq b$ . Величину  $\Delta U_x$  визначають у вигляді:

$$\Delta U_x = I_x \frac{2}{S \cdot y} dx; \quad (5.48)$$

де  $y$  – провідність матеріалу проводу м/Ом·мм<sup>2</sup>;  
 $S$  – площа перерізу проводу, мм<sup>2</sup>;  
 $a, b, l, x$  – відстань за схемою, м.

Після підстановки  $I_x$  з (5.47) одержимо

$$\Delta U_x = \frac{2i_{pp}}{S \cdot y} (b - x) dx. \quad (5.49)$$

Втрату напруги  $\Delta U_x$  на частині ділянки від пункту живлення до точки з координатою « $x$ » знайдемо шляхом інтегрування виразу для  $\Delta U_x$  у межах від « $a$ » до « $x$ » і додавання до отриманого інтеграла втрати напруги на відрізку довжиною « $a$ » від точки « $f$ » до початку рівномірно - розподіленого навантаження;

$$\Delta U_x = \frac{2i_{pp} \cdot a}{S \cdot y} (b - a) + \int_a^x \frac{2i_{pp}}{S \cdot y} (b - x) dx, \quad (5.50)$$

де перший доданок являє собою втрату напруги на початковій ділянці довжиною « $a$ » від сумарного струму всіх навантажень

$$I = i_{pp} (b - a). \quad (5.51)$$

Після інтегрування, одержимо:

$$\Delta U_x = \frac{2i_{pp}}{S \cdot y} \left( x \cdot b - \frac{a^2 + x^2}{2} \right). \quad (5.52)$$

Найбільші втрати напруги  $\Delta U_{max}$  одержимо при  $x = b$ :

$$\Delta U_{max} = \frac{2i_{pp}}{S \cdot y} (b^2 - a^2). \quad (5.53)$$

Якщо рівномірно розподілене навантаження розташовують всією довжиною ділянки, то втрати напруги до кінця лінії при  $a = 0$  і  $b = L$  складуть:

$$\Delta U_x = \frac{i_{pp} \cdot L^2}{S \cdot Y}. \quad (5.54)$$

Результати аналогічні (5.52) і (5.53), можна одержати, якщо замінити рівномірно-розподілене навантаження ділянки одним зосередженим рівним сумарному струму всіх реальних навантажень, прикладеним до середини ділянки з реальними навантаженнями (рис.5.7,б).

#### **5.6.9. Розрахунок розгалуженої мережі з одnobічним живленням**

Схема розгалуженої мережі з рівномірно-розподіленими навантаженнями на ділянку струму показана на рис. 5.8, а [1,3].

У загальному випадку кожен ділянку характеризують свої значення: навантаження  $i_{pp}$ , А/м; довжина  $l$ , м; провідність матеріалу проводів  $Y$ , м/Ом · мм<sup>2</sup>, площа перетину проводу  $S$ , мм<sup>2</sup>.

У відповідності з раніше отриманими висновками щодо можливості заміни при розрахунках рівномірно-розподіленого навантаження зосередженим рівнодійним (рис.5.8,б) зображена розрахункова схема заміщення.

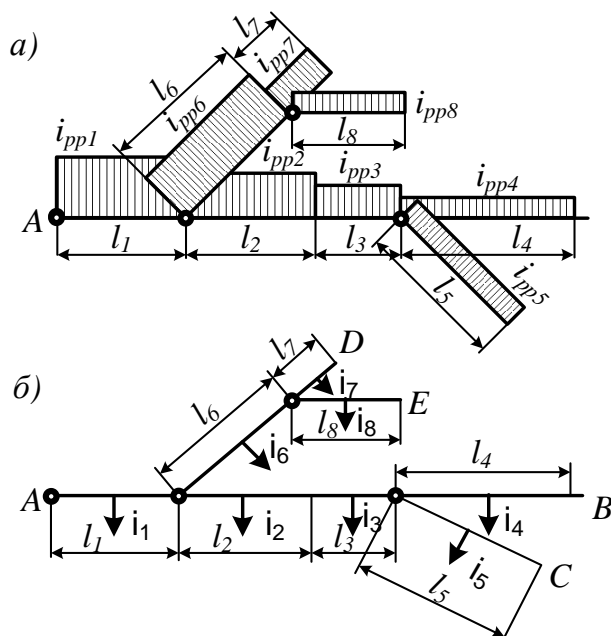


Рис. 5.8 - Розгалужена мережа з різними видами навантажень: а - схема з рівномірно розподіленими навантаженнями; б - схема з приведеними зосередженим навантаженнями

Утрата напруги на ділянці складається зі складової від рівнодійної струму ділянки, що прикладена в його середині, і від одинарного струму сусідніх ділянок, які розташовані із протилежної сторони розглянутої ділянки стосовно живильного пункту. Для розглянутої схеми маємо втрату напруги на першій ділянці:

$$\Delta U_1 = \frac{2l_1}{S_1 y_1} \left( \frac{i_1}{2} + \sum_{k=2}^R i_k \right);$$

$$\Delta U_2 = \frac{2l_2}{S_2 y_2} \left( \frac{i_2}{2} + \sum_{3,4,5}^R i_k \right);$$


---


$$\Delta U_6 = \frac{2l_6}{S_6 y_6} \left( \frac{i_6}{2} + \sum_{7,8}^R i_k \right).$$

На крайніх ділянках втрати напруги створюються лише власним струмом, (наприклад на ділянці 7):

$$\Delta U = \frac{l_7 i_7}{S_7 y_7}.$$

Утрати напруги від живлення пункту А до найбільш віддалених точок мережі В,С,Д,Е визначають підсумовуванням утрат напруги відповідних ділянок. Так, утрата напруги до точки В

$$\Delta U_{AB} = \Delta U_1 + \Delta U_2 + \Delta U_3 + \Delta U_4$$

Після складання розрахункової схеми, визначають утрати напруги на окремих ділянках. Зосереджені навантаження ділянок визначають за формулою:

$$i_k = i_{ppk} \cdot l_k, \quad (5.55)$$

де  $i_k$  – рівнодійна струму  $k$ -ої ділянки, А;  
 $i_{ppk}$  – рівномірно розподілене навантаження  $k$ -ої ділянки, А/м;  
 $l_k$  – довжина  $k$ -ої ділянки.

До точок С, Д та Е відповідно:

$$\Delta U_{AC} = \Delta U_1 + \Delta U_2 + \Delta U_3 + \Delta U_5$$

$$\Delta U_{AD} = \Delta U_1 + \Delta U_6 + \Delta U_7$$

$$\Delta U_{AE} = \Delta U_1 + \Delta U_6 + \Delta U_8.$$

### Приклад розрахунку втрат напруги в тролейбусній контактній мережі

**Завдання:** Визначити найбільші втрати напруги в двохпровідній (тролейбусної) мережі (рис. П-3) [1]. Напруга живлення пункту А рівнює 600 В. На ділянці А-І прокладені кабелі з алюмінієвими струмопровідними жилами, на решті ділянок підвішені в кучлі, позначають переріз (мм<sup>2</sup>) проводів і кабелів. Підкреслені цифри – довжини ділянок (м).

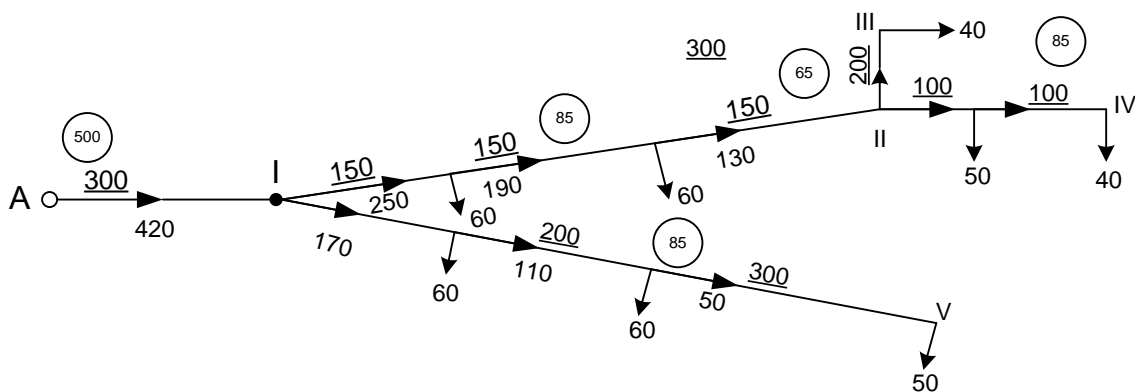


Рис. П-3 – Розрахункова схема двохпровідної тролейбусної контактної мережі

**Рішення.** В даному випадку дана розгалужена мережа з одностороннім живленням в точці А, тому втрати напруги на окремих ділянках мережі.

$$\Delta U_{A-I} = \frac{2}{\gamma \cdot S_1} \sum_1^n I_k l_k = \frac{2 \cdot 420 \cdot 300}{32 \cdot 500} = 15.8 \text{ В};$$

$$\Delta U_{I-II} = \frac{2}{56 \cdot 85} (250 + 190 + 130) 150 = 36 \text{ В};$$

$$\Delta U_{II-III} = \frac{2}{56 \cdot 65} \cdot 40 \cdot 200 = 5.2 \text{ В};$$

$$\Delta U_{II-IV} = \frac{2}{56 \cdot 85} (90 + 40) \cdot 100 = 5.5 \text{ В};$$

$$\Delta U_{I-V} = \frac{2}{56 \cdot 85} (170 \cdot 120 + 110 \cdot 200 + 50 \cdot 300) = 30 \text{ В}.$$

У найбільш віддалених точках (III, IV, V) втрати напруги складуть:

$$\Delta U_{A-III} = 15.8 + 36 + 5.2 = 57 \text{ В};$$

$$\Delta U_{A-IV} = 15.8 + 36 + 5.5 = 57.3 \text{ В};$$

$$\Delta U_{A-V} = 15.8 + 30 = 45.8 \text{ В}$$

Найбільша втрата напруги буде в точці IV.

### 5.6.10. Замкнута мережа з двостороннім живленням

Мережа яка отримує живлення не менше, ніж із двох сторін, називають замкнутою. Найпростішим прикладом замкнутої мережі може служити кільцеве живлення двохпроводної мережі від одного джерела. Така мережа зображена на рис.5.9,а, де точки А1 та А2 відповідають затискам джерела живлення, а точки Б1 та Б2 –затискам приймача електроенергії на рис.5.9, б та мережа зображена спрощено в однолінійному зображенні [1,3].

Кільцеву мережу можна умовно розділити у точці живлення і розгорнути. У результаті виходить мережа з двостороннім живленням, у якої напруга живлення джерел однакова.

Розрахунок замкнутої мережі зводиться, насамперед, до визначення струморозділу окремими живильними лініями. Розглянемо найпростіший випадок струмоприймача при двохсторонньому живленні з одним навантаженням (рис.5.10). Оскільки потенціали точок А та Б однакові, то повинні бути рівними втрати напруги на ділянках мережі довжиною  $l_1$  і  $l_2$ . Якщо переріз проводів лінії АБ буде незмінним по її довжині, то можна записати:

$$I_A \cdot l_1 = I_B \cdot l_2; \quad (5.59)$$

де:  $I_A$  і  $I_B$  – складові струми навантажувального струму, що надходять від пункту А та Б.

Але тому що  $i = I_A + I_B$ , то з (5.59) одержимо :  $I_A \cdot l_1 = i \cdot l_2 - I_A \cdot l_2$ ;

$$I_A = \frac{i \cdot l_2}{l_1 + l_2}; \quad I_B = \frac{i \cdot l_1}{l_1 + l_2}. \quad (5.60)$$

Розглянемо загальний випадок двостороннього живлення, коли на ділянці мережі АБ розташовується довільна кількість  $n$  навантажень (рис. 5.11). Переріз ліній незмінний по їх довжині. Напруга джерел А та Б – однакової. Струм  $I_A$  і струм  $I_B$  протікають мережею зустрічно. У деякій точці мережі вони зустрічаються.

Цю точку називають точкою струморозділу. Визначимо її розташування на схемі, використовуючи принцип накладення. Припустимо, що кожний з навантажувальних струмів складається з двох складових, що протікає з пунктів А та Б.

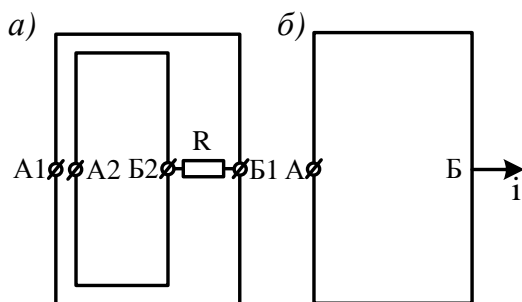


Рис. 5.9 - Приклад замкнутої мережі:  
а – принципова схема; б-однолінійна схема заміщення

Наприклад, струм  $i_k$  складається з часток  $i_{kA}$  і  $i_{kB}$ . Складові кожного навантажувального струму можна визначити за формулами (5.59):

$$i_{kA} = \frac{i_k (L - l_k)}{L}; \quad i_{kB} = \frac{i_k \cdot l_k}{L}, \quad (5.61)$$

де  $l_k$ - відстань від пункту А до навантаження  $i_k$ , м;

$L$  – відстань між пунктами А та Б, м.



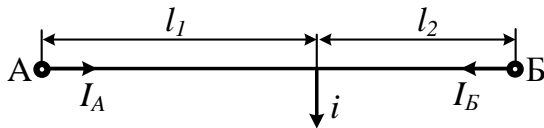


Рис. 5.10 - Мережа з двостороннім живленням і одним зосередженим навантаженням

Повний струм пунктів А та Б можна знайти, підсумовуючи часткові складові всіх навантажень кожного струму.

$$I_A = \sum_1^n i_{kA}; I_A = \frac{1}{L} \sum_1^n i_k (L - l_k). \quad (5.62)$$

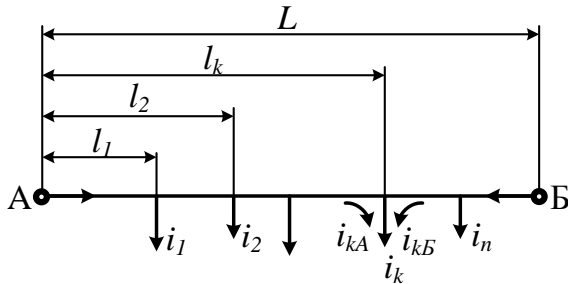


Рис. 5.11 - Мережа з двостороннім живленням, що забезпечує довільну кількість завантажень

Аналогічно :

$$I_B = \sum_1^n i_{kB}; I_B = \frac{1}{L} \sum_1^n i_k \cdot l_k \text{ або } I_B = \sum_1^n i_k - I_A. \quad (5.63)$$

Відповідно до знайдених значень  $I_A$  і  $I_B$ , необхідно визначити точку струморозділу. Зважаючи на рівномірно розподілене навантаження, ділянку на якій знаходиться точка струморозділу, ділимо пропорційно значенням кожного струму цієї ділянки.

*Визначення ефективних і максимальних навантажень.* Метод рівномірно розподіленого навантаження (за своєю суттю) не дозволяє визначати ефективні і максимальні значення навантажень. Для розрахунку останніх використовують залежність ефективного  $I_{л.э}$  і максимального  $I_{л.мах}$  струмів лінії до середнього  $I_{л}$  від числа поїздів  $n$  на ділянці, тобто  $\frac{I_{л.э}}{I_{л}}(n)$  і

$\frac{I_{л.мах}}{I_{л}}(n)$ , отриманих на основі дослідних даних для кожного виду РС.

Добуток струму на відстань від точки його прикладення до пункту живлення називають (за аналогією з механікою) моментом струму.

З формул (5.61) і (5.62) випливає, що струм живильного пункту з двостороннім живленням дорівнює сумі моментів усіх струмів щодо другого пункту живлення, поділений на повну довжину лінії.

Після визначення струму розподілу в мережі, визначають точку струморозділу, в якій навантаження одержує живлення з двох сторін.

Очевидно, що найбільша втрата напруги буде в лінії до точки струморозділу. Для подальших розрахунків лінія може бути умовно розділена

(розрізана) в точці струморозділу, у результаті чого отримують дві розімкнуті лінії, розрахунок яких ведуть в зазначеному вище порядку.

Якщо провід на окремих ділянках має різні перерізи, то варто оперувати не довжинами ділянок, а їхнім опором.

### ***Контрольні питання до розділу 5***

1. Основні параметри, що характеризують роботу СЕП.
2. Порядок розрахунку пристроїв електропостачання .
3. Особливості роботи тягової мережі.
4. Режим роботи тягових мереж.
5. Поняття «середній струм лінії» і «ефективний струм лінії».
6. Максимальні навантаження лінії і методи їх визначення.
7. Середня втрата напруги в рейковій мережі.
8. Опори елементів тягової мережі.
9. Методи розрахунків внутрішнього електропостачання:
10. Поняття «розрахункова ділянка».
11. Методи визначення кількості поїздів на розрахунковій ділянці.
12. Поняття «питомі витрати енергії» та методи їх розрахунків.
13. Поняття «точка струморозділу» та методи їх розрахунків.

## Розділ 6. Розрахунок і вибір параметрів системи електропостачання

### 6.1. Розрахунок рейкової мережі

Як уже згадувалося вище тягова мережа трамвая може бути розподілена на чотири самостійних частини, що відрізняються між собою будовою і призначенням: позитивні й негативні живильні лінії (ПЖЛ, НЖЛ), контактна і рейкові мережі (КМ і РМ). Електричний розрахунок кожної частини мережі виконують окремо. Електричний розрахунок РМ повинен враховувати величини блукаючих струмів, джерелами яких є рейки трамвая.

Величина блукаючих струмів залежить від різниці потенціалів між рейками і землею, а також від ступеня ізоляції рейок, негативних шин на підстанціях і струмоведучих жил НЖЛ від землі.

Величина різниці потенціалів між рейками і землею залежить від величини падіння напруги в рейковій мережі. З метою захисту підземних споруд від корозії, величину падіння напруги в мережі регламентують спеціальними правилами [6]. Згідно з цими правилами, місця приєднання до рейок НЖЛ, повинні бути вибрані з таким розрахунком, щоб максимальні втрати напруги на ділянці мережі, обчислені за середньодобовими навантаженнями за місяць з середньодобовою температурою ( $-5^{\circ}\text{C}$ ) не перевищували допустимого значення залежно від основи трамвайної колії. Середні значення максимального падіння напруги на різних ділянках мережі в зоні однієї підстанції за величиною повинні бути близькі між собою. Розрахунок втрат напруги в рейковій мережі (РМ) виконують за способом рівномірно розподіленого навантаження. Якщо прийняті розрахункові середньодобові навантаження  $I_o$  і  $n_o$ , оцінку місцеположення негативних пунктів ведуть з умови [6]:

$$\Delta U_{pk} \leq \Delta U_T. \quad (6.1)$$

Знаючи розрахункові навантаження ділянок і норми падіння напруги для середньодобового навантаження, можна визначити норми максимального допустимого на ділянці падіння напруги для конкретних умов [6, 27]

$$\Delta U_{pk} = \Delta U_T \cdot \frac{24}{\tau} \cdot k_1 \cdot k_2, \quad (6.2)$$

де  $\Delta U_{pk}$  - втрати напруги в рейковій мережі до кінця ділянки або до точки струморозділу, В;

$\Delta U_T$  - табличне значення (табл. 6.1);

$\tau$  - умовне число годин роботи трамвая, год.;

$k_1$  - відношення питомої витрати енергії в зимовий час до середньорічної витрати ( $k_1 = 1,1 - 1,15$ );

$k_2$  - відношення питомої витрати в години максимуму до середньодобової витрати ( $k_2 = 1,1 \div 1,15$ ).

Таблиця 6.1 – Максимально допустима втрата напруги в РМ [26]

Типи основи рейкового шляху	Максимально допустима втрата напруги при кільк. місяців в році з середньомісячною температурою ( $-5^{\circ}\text{C}$ )				
	3-4	5-6	7-8	9-10	11-12
Бетонне з рейками, що втоплені в бетон	1,2	0,8	0,6	0,5	0,4
Піщане із замощенням	6,0	4,0	3,0	2,5	2,0
Щебеневе із замощенням або піщане з шаром піску під штучним покриттям	9,6	6,4	4,8	4,0	3,2
Бетонне з електроізоляцією корита шаром 10—12 см	12	8,0	6,0	5,0	4,0
Шпально-піщане або шпально-щебеневе без замощення	12	8,0	6,0	5,0	4,0

Всі рейкові шляхи міста електрично зв'язані між собою і утворюють загальну складну розгалужену РМ з розімкненими і замкнутими ділянками, з вузловими пунктами або без них.

Розрахунок рейкової мережі полягає у виборі числа НЖЛ і у визначенні місць їх приєднання, виходячи з умови дотримання встановлених норм і втрат напруг  $\Delta U$  до найбільш видаленої точки розімкненої мережі або на ділянках з багатостороннім живленням до точки струморозділу.

При розрахунку струморозділу в РМ напруги в усіх пунктах приєднання негативних ліній (кабелів) приймають рівними, щоб виключити зрівняльні струми в рейковій мережі між пунктами приєднання негативних кабелів.

Для простих випадків місце розташування пункту приєднання НЖЛ можна визначити розрахунком, виходячи з допустимих величин  $\Delta U_{pk}$  і  $\Delta U_T$ .

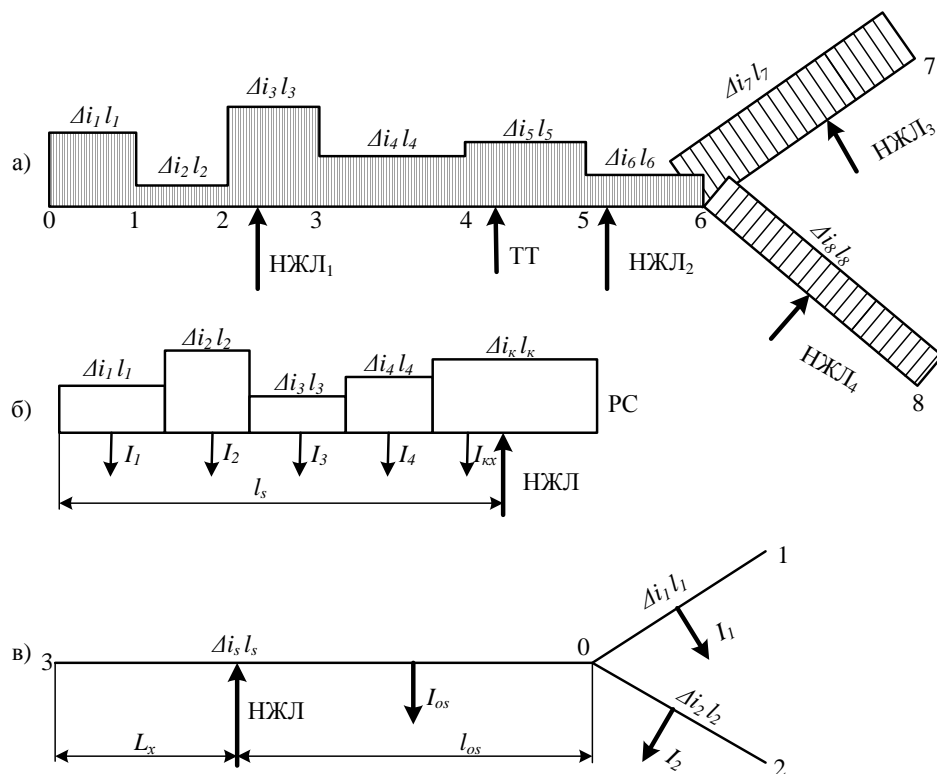


Рис. 6.1. Схеми електричних розрахунків рейкової мережі

Розрахунки  $\Delta U_{pk}$  ведуть від кінця мережі. У точці мережі, де  $\Delta U_{pk} = \Delta U_T$ , приєднують першу лінію НЖЛ1, далі праворуч знаходять точку струморозділу РМ з умови  $\Delta U_{pk} \leq \Delta U_T$  і розташування другої лінії НЖЛ2 і т. д, (рис. 6.1,а).

На рис. 6.1,б зображена розрахункова схема при оцінках відстаней від 0 до точок струморозділу або кінця мережі при різноманітній інтенсивності навантажень  $\Delta i_s$  на розрахункових ділянках  $l_s$ . Дільницю мережі  $l_s$  з навантаженнями  $\Delta i_s$  можна замінити еквівалентами з навантаженням  $I_s = \Delta i_s \cdot l_s$ , прикладеним в середині ділянки. У прийнятих позначках еквівалентний струм на розрахунковій ділянці, А:

$$I_s - I_{os} = I_o n_s. \quad (6.3)$$

Відстань між НЖЛ і точкою струморозділу або кінцем мережі, км;

$$l_o = \sum_{s=1}^{k-1} l_s + x_k, \quad (6.4)$$

де  $S$  - порядковий номер ділянки від 1 до  $k$ ;

$x_k$  - довжина частини ділянки  $k$ , віднесена до  $l_o$ .

Число ділянок  $k-1$  з довжинами  $l_s$  і значення  $x_k$  можна знайти з умов:

$$\Delta U_T \geq \sum_{s=1}^{k-1} \Delta U_s + \Delta U_{kx}; \quad (6.5)$$

$$\Delta U_s = r_p l_s \left( \frac{I_s}{2} + I_{HS} \right); \quad (6.6)$$

$$\Delta U_{kx} = r_p x_k \left( \frac{I_{kx}}{2} + I_{HK} \right); \quad (6.7)$$

$$\Delta U_T \geq r_p \left[ \sum_{s=1}^{k-1} l_s \left( \frac{\Delta i_s l_s}{2} + I_{HS} \right) + x_k \left( \frac{\Delta i_k x_k}{2} + I_{HK} \right) \right] \quad (6.8)$$

$I_{HS} = \sum_{s=1}^{s-1} I_s$  (при  $s=1$ ,  $I_{HS}=0$ ;  $s=2$ ,  $I_{HS}=I_1$  і т.д.) сума струмів  $s-1$  ділянок, що протікають по  $s$ -му ділянці;

$I_{AK} = \sum_{k=1}^{k-1} I_k$  - сума струмів  $k-1$  ділянок, що протікають ділянкою «к».

За однакової інтенсивності навантажень  $\Delta i$  на всіх ділянках

$$\Delta U_T \geq r_p \frac{\Delta i l_0^2}{2}. \quad (6.9)$$

У випадку розгалуження рейкової мережі, НЖЛ можна влаштовувати на загальній ділянці або на розгалуженнях. Відстань від точки розгалуження (рис. 6.1, в) до точки 0  $l_{os}$  можна знайти з умов:

$$\Delta U_T \geq r_p \left[ \Delta i_s \frac{l_{os}^2}{2} + l_{os} (\Delta i_1 l_1 + \Delta i_2 l_2) + \Delta i_1 \frac{l_1^2}{2} \right], \quad (6.10)$$

$$\Delta U_T \geq r_p \left[ \Delta i_s \frac{l_{os}^2}{2} + l_{os} (\Delta i_1 l_1 + \Delta i_2 l_2) + \Delta i_2 \frac{l_2^2}{2} \right] \quad (6.11)$$

З двох значень  $l_{os}$  з умов (6.10) і (6.11) обирають менше. Для більш складних схем рейкової мережі розрахунки втрат напруги ведуть способами вузлових потенціалів або перетворення мережі [12]. У практиці проектування для складної мережі, звичайно, місця НЖЛ заздалегідь намічають з економічних міркувань, а після цього переміщують їх, домагаючись виконання нормативних умов.

У розімкненій мережі з рівномірно-розподіленим навантаженням  $\Delta i_{cp}$  і опором рейкової мережі, відстань  $L_x$  від кінця ділянки до НЖЛ (рис. 6.1,а).

$$\Delta U_{cp} = \Delta i \cdot L_x \cdot \frac{L_x}{2} \cdot r_p, \quad (6.12)$$

звідки

$$L_x = \sqrt{\frac{2 \Delta U_{cp}}{\Delta i \cdot r_p}}, \text{ м.} \quad (6.13)$$

У розгалуженій розімкненій мережі (рис.6.1) з РРН на ділянці 1-3- рівний  $\Delta i_1$ ; на ділянці 2-3 рівний  $\Delta i_2$  і на ділянці 0-3- рівний  $\Delta i_3$ , з опором рейкового шляху, на всій мережі однаковими. Відстань  $L_x$  можна визначити, виходячи з таких міркувань: якщо  $\Delta U$  на кожній з ділянок (1-3) і (2-3) менше допустимого за нормою, то НЖЛ буде розташованої на ділянці (0-3) на відстані  $L_x$  від точки 3.

З двох гілок (1-3) і (2-3) вибираємо ту, в якій  $\Delta U$  буде більше і визначаємо  $\Delta U$  від живильного пункту до кінцевої точки цієї гілки. Припустимо, що в нашому випадку на ділянці (1-3)  $\Delta U$  більше, ніж на ділянці (2-3), отже,  $\Delta U$  від живильного пункту визначатимемо від точки 1.

$$\Delta U_{cp} = \left[ \Delta i_3 \cdot \frac{L_x^2}{2} + (\Delta i_1 \cdot L_1 + \Delta i_2 \cdot L_2) \cdot L_x + \Delta i_1 \frac{L_1^2}{2} \right] r_p, \quad (6.14)$$

Після перетворення одержимо:

$$L_x^2 + \frac{2(\Delta i_1 \cdot l_1 + \Delta i_1 \cdot l_2)}{\Delta i_3} \cdot L_x - \frac{2(\Delta U_{cp} - \Delta i_1 \cdot L^2 / 2 \cdot r_p)}{\Delta i_3 \cdot r_p} = 0. \quad (6.15)$$

Розв'язавши це квадратне рівняння знаходимо  $L_x$ .

Падіння напруги в РМ визначають за формулами, В:

- для ділянок з одностороннім живленням:

$$\Delta U_{cp} = \frac{I \cdot L \cdot r_p}{2}, \quad (6.16)$$

- до струморозділу на ділянці живлення з двох сторін

$$\Delta U_{cp} = \frac{I \cdot L \cdot r}{8} \left( R + \frac{1}{3n} \right), \quad (6.17)$$

де  $n$  – число РС потягів на ділянці між пунктами приєднання НЖЛ.

За набутого значення падіння напруги будують діаграму потенціалу «рейка-грунт» (рис.9.5, 9.6).

#### Приклад розрахунку рейкової мережі

**Завдання:** Розрахункова схема замкнутої рейкової мережі показана на рис.П-4 [1, 3].

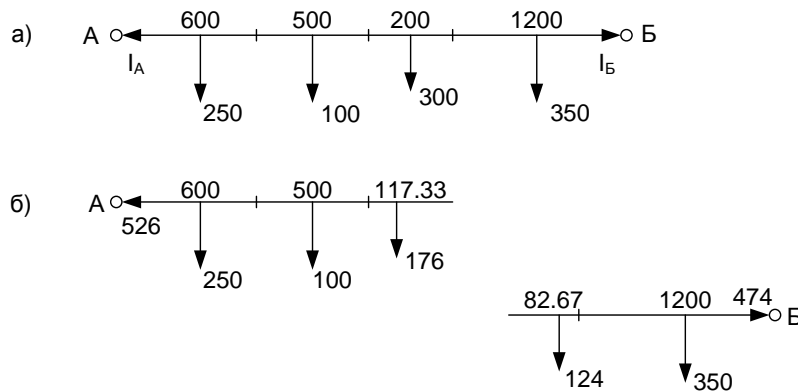


Рис. П-4 - Замкнута рейкова мережа з двома пунктами приєднання НЖЛ в точках А і Б.

Відстані дані в м, струми ділянок в амперах. Знайти втрату напруги в рейках до точки струмоприймача.

Рішення. Знаходимо струморозділ в схемі (рис.П-4):

$$I_A = \frac{\sum_1^m I_i \cdot L_i}{\sum_1^m L_i} = \frac{350 \cdot 600 + 300(100 + 1200) + 100(250 + 1400) + 250(350 + 1900)}{2500} = 526 \text{ A}$$

$$I_B = \sum_1^m I_i - I_A = 250 + 100 + 300 + 350 - 526 = 474 \text{ A}$$

Відповідно до знайдених струмів  $I_A$  і  $I_B$  точка струморозділу припадає на ділянці з навантаженням 300 А. Дольові струми цього навантаження складає 176 А і 124 А.

$$I_A = 250 + 100 + 176 = 526 \text{ А}; \quad I_B = 124 + 350 = 474 \text{ А}.$$

Ділянку, на якій прикладене навантаження 300 А, розділимо на дві частини, пропорційні одержаним пайовим складовим:

$$L_A = 200 \cdot \frac{176}{300} = 117.33 \text{ м}; \quad L_B = 200 \cdot \frac{124}{300} = 82.67 \text{ м}.$$

Одержані внаслідок розрахунку схеми з одностороннім живленням показані на рис. П-4, б.

Для двокільної ділянки опір на одиницю довжини чотирьох рейкових ниток визначається по формулі:

$$r_{op} = \frac{1,5}{50 \cdot 4 \cdot 10^3} = 7.5 \cdot 10^{-6} \text{ ом/м}$$

Втрата напруги у рейках від пункту А до точки струморозділу:

$$\Delta U_A = r_{op} \sum I_s \cdot L_s = 7.5 \cdot 10^{-6} \left[ 250 \cdot 300 + 100 \cdot 850 + 176 \left( \frac{117.33}{2} + 1100 \right) \right] = 2.729 \text{ В}$$

Теж від пункту Б до точки струморозділу

$$\Delta U_B = 7.5 \cdot 10^{-6} \left[ 350 \cdot 600 + 124 \left( \frac{82.67}{2} + 1200 \right) \right] = 2.729 \text{ В}$$

Значення  $\Delta U_A = \Delta U_B = 2,729 \text{ В}$ , що говорить про правильність визначення точки струморозділу.

## 6.2. Розрахунок параметрів негативних живильних ліній

Найвигідніший переріз  $S_{oi}$  негативного кабелю трамвая визначають за формулою, мм<sup>2</sup> [4]:

$$S_{oi} = \frac{I_{oi} Z_{oi}}{\delta_k} \sqrt{\frac{\sum I_{oi}}{\sum I_{oi} Z_{oi}^2}}, \quad (6.18)$$

де  $I_{oi}$ ,  $Z_{oi}$  - середній струм, А, і довжина, км,  $i$ -й негативної живильної лінії;  
 $\delta_k$  - економічна щільність струму, А/мм<sup>2</sup> (для кабелів постійного струму наведена в табл. 6.2).

Таблиця 6.2 - Економічні щільності струму в кабелях [8,28]

Тариф на електроенергію, грн./ кВт.год	Економічна щільність струму в кабелях постійного струму, А/мм <sup>2</sup>	
	Кабель АСБ-2К	Кабель ААБ-2К
0,08	1.35	1.20
0,09	0,95	0,85
0,10	0,75	0,70
0,11	0,67	0,60
0,12	0,60	0.54
0,13	0,55	0,49



Економічну втрату напруги  $\Delta U_{ок}$  в негативних живильних лініях трамвая визначають за формулою, В:

$$\Delta U_{ок} = \frac{10^3 \delta_{\kappa}}{\gamma_{\kappa}} \sqrt{\frac{\sum I_{oi} Z_{oi}^2}{\sum I_{oi}}}, \quad (6.19)$$

де  $\gamma_{\kappa}$  - провідність матеріалу кабелю, м/Ом.мм<sup>2</sup>.

Отримані розрахункові дані перерізу округляють до найближчого стандартного (табл.6.3).

Таблиця 6.3 - Електричні параметри одножильних кабелів напругою до 1 кВ при роздільній прокладці [9]

Переріз жили мм <sup>2</sup>	Допустиме навантаження А		Опір 10 <sup>-3</sup> Ом/км	
	Мідь	Алюміній	Мідь	Алюміній
300	1000	770	62,9	104,0
400	1220	940	47,2	78,0
500	1400	1080	37,7	62,4
625	1520	1170	30,2	49,9
800	1700	1310	23,6	33,0

Середні втрати напруги у НЖЛ за час споживання енергії, В:

$$\Delta U_{оті} = \frac{I_{oi} Z_{oi}}{\gamma_{\kappa} S_{oi}} \left( 1 + \frac{\alpha - 1}{n_{oi}} \right), \quad (6.20)$$

де  $n_{oi}$  - число поїздів на ділянці і-ї негативної живильної лінії.

При цьому, має бути виконана умова (6.2), інакше підвищується вибраний переріз негативного кабелю на одну ступінь стандартного перерізу для виконання умови (6.2).

Вибрані умови (6.2) перерізу повинні бути перевірені за нагрівом, виходячи з тривало допустимих навантажень (табл.6.2) з урахуванням поправочних коефіцієнтів на число укладених поруч працюючих кабелів (табл. 6.4).

Таблиця 6.4 - Виправні коефіцієнти на кількість кабелів, що складені в одній траншеї [9]

Відстань в світу, мм	Виправні коефіцієнти при кількості кабелів					
	1	2	3	4	5	6
100	1	0,9	0,85	0,8	0,78	0,75
200	1	0,92	0,87	0,84	0,82	0,81
300	1	0,93	0,9	0,87	0,86	0,85

Перевірку за нагрівом необхідно виконувати для змушеного режиму, тобто при виході з ладу (відключенні) сусідньої живильної лінії.

Перевірку живильних ліній за нагрівом здійснюють за ефективним струмом, А;

$$I_{ЛЭ_i} = I_{лв_i} \sqrt{1 + \frac{\beta}{n}}, \quad (6.21)$$

де  $I_{лв}$  - струм у змушеному режимі, що протікає лінією, А;  
 $n$  - кількість РС у районі живильної лінії при змушеному режимі.

При цьому повинна виконуватися умова:

$$I_{ЛЭ_i} \leq I_{лг} K_y K_T, \quad (6.22)$$

де  $I_{лг}$  - тривалодопустиме навантаження на кабель, вибраного за виразом (6.18) перерізу, А (табл.6.3);  
 $K_y$  - поправочний коефіцієнт на число кабелів, що лежать поруч в одній траншеї (табл.6.4);  
 $K_T$  - поправочний коефіцієнт на температуру землі, вибирається за кривими [29]

З двох умов (6.21) і (6.22) приймають більше значення перерізу і за (6.20) уточнюють середні втрати напруги в живильних лініях для нормального і змушеного режимів.

Слід мати на увазі, що втрати напруги в усіх негативних живильних лініях повинні бути рівні. Для цього в окремі лінії включають зрівняльні резистори, величину яких розраховують за формулою, Ом;

$$R_{oi} = \frac{\Delta U_{OT_{макс}} - \Delta U_{OTi}}{I_{oi}}, \quad (6.23)$$

де  $\Delta U_{OT_{макс}}$  - найбільше з середніх втрат напруги у НЖЛ даної підстанції, В;  
 $\Delta U_{OTi}$  - втрата напруги в лінії тієї ж підстанції, В;  
 $I_{oi}$  - середній розрахунковий струм у цій лінії, А.

Середні втрати потужності в живильних негативних лініях, Вт:

$$\Delta P_{oi} = I_{лэi}^2 R_{oi} = I_{лэi} \frac{Z_{oi}}{\gamma_k S_{oi}} \quad (6.24)$$

### 6.3. Розрахунок навантаження контактної мережі

Розрахунок контактної мережі розглянемо для схеми живлення ділянки тягової мережі двома живильними лініями (рис.6.2). Інтенсивність навантаження при цьому може бути незмінною уздовж усієї мережі.

Розглянемо випадок незмінної інтенсивності навантаження уздовж всієї мережі.

Для двох різноманітних підстанцій припускають рівність напруги:

$$U_{n/cm1} = U_{n/cm2}. \quad (6.25)$$

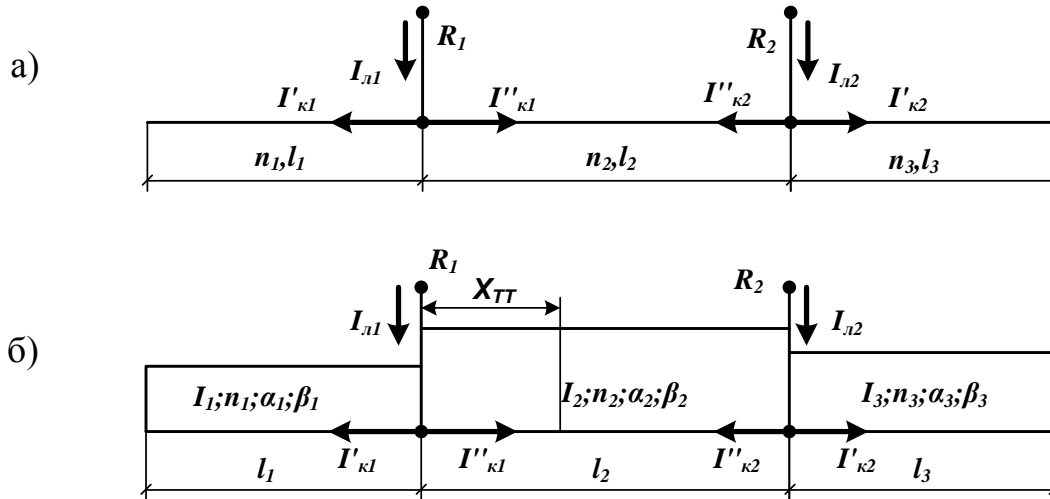


Рис. 6.2 - Розрахункова схема живлення ділянки тягової мережі

Середнє навантаження проводів контактної мережі (біля живильних пунктів) визначають наступними виразами, А:

$$\text{- на ділянці } l_1 \quad I'_{\kappa 1} = I_o n_1; \quad (6.26)$$

$$\text{- на ділянці } l_2 \quad I''_{\kappa 1} = I''_{\kappa 2} = \frac{1}{2} I_o n_2; \quad (6.27)$$

$$\text{- на ділянці } l_3 \quad I'_{\kappa 2} = I_o n_3 \quad (6.28)$$

Ефективне навантаження проводів контактної мережі (біля живильних пунктів), по якій перевіряють нагрівання проводів, визначають за формулами, А:

- на ділянках  $l_1$  і  $l_3$

$$\left. \begin{aligned} I_{\kappa \alpha 1} &= I'_{\kappa 1} \sqrt{1 + \frac{\beta}{n_1}}; \\ I_{\kappa \alpha 3} &= I'_{\kappa 2} \sqrt{1 + \frac{\beta}{n_3}}; \end{aligned} \right\} \quad (6.29)$$

- на ділянці  $l_2$

$$I_{\kappa \alpha 1} = I''_{\kappa 2} = \frac{1}{2} I_o n_2 \sqrt{1 + \frac{4\beta + 1}{3n_2}} \quad (6.30)$$

"Еквівалентне" навантаження проводів контактної мережі, за яким перевіряється відповідність перерізу проводів економічній щільності струму (табл. 6.3), визначають наступними формулами, А;

- на ділянці  $l_1$  і  $l_3$

$$\left. \begin{aligned} I_{\kappa\kappa_3} &= \frac{I'_{\kappa_2}}{\sqrt{3}} \sqrt{1 + \frac{3\beta + 1}{2n_3}}; \\ I_{\kappa\kappa_1} &= \frac{I'_{\kappa_1}}{\sqrt{3}} \sqrt{1 + \frac{3\beta + 1}{2n_1}}; \end{aligned} \right\} \quad (6.31)$$

- на ділянці  $l_2$

$$I_{\kappa\kappa_2} = \frac{I_o n_2}{2\sqrt{3}} \sqrt{1 + \frac{2\beta + 1}{n_2}} \quad (6.32)$$

Тоді найбільш вигідний переріз  $S_{прн}$  контактних проводів для нерозгалуженої мережі з постійною інтенсивністю навантажень, мм<sup>2</sup>:

$$S_{прн} = \frac{I_{\varepsilon\kappa}}{\delta_{пр}} \quad (6.33)$$

$\delta_{пр}$  - економічна щільність у контактних проводах, А/мм<sup>2</sup> (табл.6.2)  
залежно від тарифу на електроенергію; середня відпускна ціна по енергосистемах -0,0142 грн./кВт. г.).

має бути не менше прийнятого або заданого проектом.

При  $S_{прн} < 2$  мм<sup>2</sup>,  $\kappa_{зн} = 85$  - вибирають мідний провід марки МФ-85 або сталевалюмінієвий ПКСА-80/180; при  $S_{прн} > 2$  мм<sup>2</sup>,  $\kappa_{зн} = 0,85$  (коефіцієнт середнього зносу контактного проводу, для трамвая та тролейбуса приймається 0,85 [9]). Принципово доцільне застосування проводу марки МФ-100, підвіска підсилювальних проводів, використання подовжньо-несучих тросів як струмоведучих.

Середнє значення падіння напруги у контактній мережі необхідно визначати для двох періодів:

- 1) за весь час споживання енергії  $\Delta U_{KT}$ ;
- 2) у процесі споживання енергії в найбільш віддалених від пунктів живлення точках  $\Delta U_{\kappa\mu}$ , тобто максимальне падіння напруги:  
- для ділянок одностороннього живлення  $l_1$  і  $l_3$  :

$$\begin{aligned} \Delta U_{KT_1} &= \frac{I_o n_1 r_{\kappa\epsilon} l_1}{3} \left( 1 + \frac{1,5\alpha - 1}{n_1} \right); \\ \Delta U_{KT_3} &= \frac{I_o n_3 r_{\kappa\epsilon} l_3}{3} \left( 1 + \frac{1,5\alpha - 1}{n_3} \right); \\ \Delta U_{\kappa\mu_1} &= \frac{I_o n_1 r_{\kappa\epsilon} l_1}{2} \left( 1 + \frac{2\alpha - 1}{n_1} \right); \\ \Delta U_{\kappa\mu_3} &= \frac{I_o n_3 r_{\kappa\epsilon} l_3}{2} \left( 1 + \frac{2\alpha - 1}{n_3} \right); \end{aligned} \quad (6.34)$$

- для ділянки  $l_2$  двостороннього живлення:

$$\Delta U_{KT_2} = \frac{I_o n_2 r_{kc} l_2}{12} \left( 1 + \frac{2\alpha - 1}{n_2} \right) \quad (6.35)$$

Середні втрати потужності у контактній мережі визначають за такими формулами, Вт:

- для ділянок одностороннього живлення  $l_1$  і  $l_3$ :

$$\Delta P_{kc_1} = \frac{I_o^2 n_1^2 r_{kc} l_1}{3} \left( 1 + \frac{3\beta + 1}{2n_1} \right); \quad (6.36)$$

$$\Delta P_{kc_3} = \frac{I_o^2 n_3^2 r_{kc} l_3}{3} \left( 1 + \frac{3\beta + 1}{2n_3} \right);$$

- для ділянок двостороннього живлення  $l_2$

$$\Delta P_{kc_2} = \frac{I_o n_2^2 r_{kc} l_2}{12} \left( 1 + \frac{2\beta + 1}{n_2} \right) \quad (6.37)$$

При застосуванні рухомого складу з тиристорно-імпульсним регулюванням швидкості до середніх втрат потужності у проводах контактної мережі слід додати

$$\Delta P_{kcu} = \frac{I}{12} I_o^2 (p\delta)^2 r_{kc} l, \quad (6.38)$$

де  $p$  - імовірність рекуперації енергії;  
 $\delta$  - відношення середнього струму рекуперації до середнього струму;  
 $I_o$  - струм одиниці рухомого складу.

За відсутності даних приймають  $p \cdot \delta = 0,2 - 0,25$ .

#### 6.4. Розрахунок навантаження живильних ліній

Середнє навантаження живильних ліній  $I_{л1}$  та  $I_{л2}$  (рис. 6.2):

$$I_{л1} = I_o n_1 + \frac{I_o n_2}{2};$$

$$I_{л2} = I_o n_3 + \frac{I_o n_2}{2}. \quad (6.39)$$

Ефективне навантаження:

$$I_{ЛЭ1}^2 = (I'_{КЭ1})^2 + (I''_{КЭ1})^2 + 2I'_{К1} \cdot I''_{К1};$$

$$I_{ЛЭ2}^2 = (I'_{КЭ2})^2 + (I''_{КЭ2})^2 + 2I_{К2} I''_{К2},$$
(6.40)

де  $I_{КЭ}$  - ефективне навантаження контактної мережі (у живильних пунктів), А, визначають за формулами (6.31), (6.32).

Найвигідніший переріз кабелю позитивних і негативних живильних ліній трамвая і тролейбуса визначають за наступною формулою, мм<sup>2</sup>[3,9,10]:

$$S_{ЛН} = \frac{I_{ЛЭ}}{\delta_K}$$
(6.41)

де  $\delta_K$  - економічна щільність струму в кабелях постійного струму, А/мм<sup>2</sup> (табл. 6.1).

Вибраний за виразом (6.41) переріз живильних ліній повинен бути перевірений за нагрівом аналогічно негативним живильним лініям трамвая згідно з (6.31) і (6.32).

Середні втрати напруги в живильних лініях для схеми (рис.6.2, а), В;

$$\Delta U_{ЛТ1} = R_1 [I_{Л1} + 0,5I_0(\alpha - 1)] = \frac{Z_1}{\gamma_K S_{Л1}} [I_{Л1} + 0,5I_0(\alpha - 1)],$$

$$\Delta U_{ЛТ2} = R_2 [I_{Л2} + 0,5I_0(\alpha - 1)] = \frac{Z_2}{\gamma_K S_{Л2}} [I_{Л2} + 0,5I_0(\alpha - 1)].$$
(6.42)

Середні втрати потужності для схем (рис. 6.2, а, б), Вт:

$$\Delta P_{Л1} = I_{ЛЭ1}^2 R_1; \quad \Delta P_{Л2} = I_{ЛЭ2}^2 R_2.$$
(6.43)

## 6.5. Розрахунок параметрів контактного проводу.

Переріз контактного проводу визначають економічним розрахунком. Економічний переріз контактного проводу для нерозгалуженої мережі з РРН за еквівалентним струмом  $I_{ЭК}$ .

$$S_{пр.н} = \frac{I_{ЭК}}{\delta_{пр}}, \text{ мм}^2,$$
(6.44)

де  $\delta_{пр}$  - економічна щільність струму в контактному проводі, А/мм<sup>2</sup>.

Для розгалуженої мережі із змінною щільністю навантажень

$$S_{np.k} = \frac{1}{\delta_{np} \cdot L_i} \cdot \Sigma \Delta P_i, \text{ мм}^2; \quad (6.45)$$

де  $\Delta P_i$  - втрати потужності на  $i$ -ої ділянці мережі, кВт.

Економічна щільність струму в контактному проводі

$$\delta_{np} = 0,9 \sqrt{\frac{\epsilon_{np} \cdot P_{np} \cdot \gamma_{np}}{100 \cdot C_3 \cdot T_2}}, \text{ А/мм}^2. \quad (6.46)$$

Для сталевалюмінієвих проводів еквівалент по міді перерізу рівного перерізу МФ-85.

Правильність вибору перерізу контактної провідності перевіряють при техніко-економічному порівнянні варіантів електропостачання.

Перевіряють за втратами напруги, В:

$$\Delta U_{\max} = \Delta i r_k \frac{L^2}{2}, \quad (6.47)$$

де  $\Delta i$  - струм на одиницю довжини, А/км;

$r_k$  - опір 1 км провідності, Ом/км;

$L$  - довжина ділянки, км.

Середня втрата напруги складає  $2/3 \Delta U_{\max}$ , В.

$$\Delta U_k = \frac{I \cdot r_k \cdot L}{3} \left( 1 + \frac{1,5\alpha - 1}{n} \right). \quad (6.48)$$

Для ділянки з двостороннім живленням при однаковій напрузі живильних пунктів і рівномірно розподіленим навантаженням:

$$\Delta U_{\max} = \Delta i r_k \frac{L^2}{4}. \quad (6.49)$$

Середні втрати напруги, В:

$$\Delta U_k = \frac{I \cdot r_k \cdot L}{12} \left( 1 + \frac{2 + 2\alpha - 2/\alpha}{n} \right). \quad (6.50)$$

Опір 1 км контактної провідності

$$r_k = \frac{1000}{\gamma \cdot S_{np} \cdot m \cdot k_{zn}}, \text{ А/км}, \quad (6.51)$$

де  $\gamma$  - провідність контактної провідності, м/Ом·мм<sup>2</sup>

$S_{np}$  - переріз контактної провідності, мм<sup>2</sup>;

$m$  - число паралельних проводів контактної мережі;

$k_{zn}$  - коефіцієнт середнього зносу контактної провідності.

Середні втрати потужності  $\Delta P$  (кВт) на ділянці з одностороннім живленням

$$\Delta P = \frac{I^2 \cdot r_k \cdot L}{3} \left( 1 + \frac{3\beta + r}{2n} \right), \text{ кВт.} \quad (6.52)$$

Якщо лінія складається з ряду ділянок з різним навантаженням, то формула (6.52) справедлива тільки для найбільш віддаленої ділянки. Для решти ділянок втрати потужності визначають:

$$\Delta P = r_k \cdot L \left( \frac{I_1^2}{3} + I_2^2 + I_1 + I_2 \right) \cdot \left( 1 + \frac{3\beta + r}{2n} \right), \text{ кВт.} \quad (6.53)$$

При двосторонньому живленні

$$\Delta P = \frac{I^2 \cdot r \cdot L}{12} \left( 1 + \frac{2\beta + 1}{n} \right), \text{ кВт.} \quad (6.54)$$

## 6.6. Розрахунок сумарних втрат напруги в елементах СЕП

Як зазначалося вище, середні втрати напруги в елементах схеми електропостачання від шин тягової підстанції до струмоприймача рухомого складу на будь-якій секції контактної мережі в режимі тяги при розрахунковій частоті руху і нормативному режимі живлення не повинні перевищувати 90 В [4]. Отже, для тягової мережі трамвая:

$$\sum \Delta U_{CT} = \Delta U_{PT} + \Delta U_{OT_i} + \Delta U_{KT} + \Delta U_{ЛТi} \leq \Delta U_{TH} = 90, B \quad (6.55)$$

Для тягової мережі тролейбуса:

$$\sum \Delta U_{CT} = 2\Delta U_{ЛТi} + \Delta U_{KT} \leq \Delta U_{TH} = 90, B \quad (6.56)$$

де  $\Delta U_{PT}$  - середні втрати напруги в рейковій мережі за час споживання енергії рухомим складом, В;

$\Delta U_{OT_i}$  і  $\Delta U_{ЛТi}$  - те саме, в негативній і позитивній живильних лініях, В;

$\Delta U_{KT}$  - те саме, в контактній мережі, В;

$\Delta U_{TH}$  - нормативні втрати напруги, В.

Якщо ця умова не виконується, то необхідно дещо зменшити довжину секції, що розраховується за формулою. У змушених режимах максимальне падіння напруги в усіх елементах схеми електропостачання не повинне перевищувати 170 В [4].



## 6.7. Розрахунок робочої і встановленої потужності ТП

Потужність тягової підстанції визначають кількістю агрегатів  $N$  і одиничною потужністю випрямних агрегатів. За одиничну потужність далі приймають номінальний випрямний струм агрегату –  $I_{дн}$ , що встановлюють за паспортними даними трансформатора (табл.6.5) [29]. Оптимальне число агрегатів на підстанції: при централізованій системі електропостачання (2 і більше), при децентралізованій (1-2).

Первинну оцінку числа працюючих агрегатів виконують за умовою [3]:

$$N_{ap} \geq \frac{I_{нэ}}{K_{пер1} I_{дн}}; \quad N_{ap} \geq \frac{I_{нм}}{K_{пер2} I_{дн}}, \quad (6.57)$$

де  $I_{нэ}$  - ефективний струм підстанції, А;

$I_{нм}$  - максимальний струм, А<sub>пер1</sub>;

$K_{пер2}$  - коефіцієнти перевантажувальної спроможності агрегату;

$K_{пер1}$  - тривалості (до трьох годин);

$K_{пер2}$  - короткочасної (до 20 с).

За відсутності необхідних даних можна прийняти  $K_{пер1}=1,1-1,2$ ,  $K_{пер2}=1,8-2,0$ .

Таблиця 6.5 - Технічна характеристика кремнієвих випрямних агрегатів

Тип випрямляча	Номінальна випрямлена напруга, В	Номінальний випрямлений струм, А	Допустимі перевантаження за струмом ГОСТ18142-72		
			до 20с	до 10 хв	до 2 год.
ВАКЛЕ-1000/600Н	600	1000	2	1,5	1,2
ВАКЛЕ -2000/600Н	600	2000			
ВАКЛЕ-3000/600Н	600	3000			
ВАКЛЕ-3200/825Н	825	1000	2	1,5	1,2
УВКМ-2 УВКМ-2	825	1000			

Ефективний струм підстанції  $I_{нэ}$ , яка має  $m$  фідерів:

- при односторонньому живленні:

$$I_{нэ} = \sum_{i=1}^m I_{ли} \sqrt{1 + \frac{\beta}{\sum n_i}} \quad (6.58)$$

де  $\sum_{i=1}^m I_{ли}$  - середнє навантаження тягової підстанції, А;

$I_{ли}$  - середнє навантаження і-й живильної лінії, А;

$\sum n_i$  - загальна кількість поїздів у районі живлення тягової підстанції;

- при двосторонньому живленні:

$$I_{нз} = \frac{\sum I_{ли}}{2} \sqrt{1 + \frac{4\beta + 1}{3\sum n_i}} \quad (6.59)$$

Максимальний струм підстанції  $I_{пм}$  :

- при односторонньому живленні

$$I_{пм} = \sum I_{ли} \left( 1 + Z_p \sqrt{\beta / \sum n_i} \right) \quad (6.60)$$

- при двосторонньому живленні

$$I_{пм} = \sum I_{ли} \left( 1 + Z_p \sqrt{\frac{4\beta + 1}{3\sum n_i}} \right), \quad (6.61)$$

де  $Z_p$  - нормуючий множник.

Вирази в дужках являють собою коефіцієнт максимуму струмів підстанції.

### 6.8. Визначення місць розташування і потужності тягових підстанцій

Число ТП і їх розташування на лінії залежать від розподілу навантаження в мережі і її конфігурації. При виборі місць розташування трамвайної підстанції мають бути дотримані норми падіння напруги в рейковій мережі і забезпечені однакові потенціали всіх НЖЛ. Для цього необхідно, щоб втрати напруги в негативному кабелі однієї підстанції були однаковими. Номінальна витрата кольорових металів, найменші річні витрати можуть бути одержані, якщо тягову підстанцію розмістити в центрі тягових навантажень. Для знаходження центра тягових навантажень використовують формулу, аналогічну тим, за якими в механіці визначають центр ваги плоского тіла [4]:

$$x = \frac{\sum I_k \cdot X_k}{\sum I_k}; \quad y = \frac{\sum I_k \cdot Y_k}{\sum I_k}, \quad (6.62)$$

де  $x$  і  $y$  - координати ТП;

$I_k$  - навантаження НЖЛ;

$X_k$  і  $Y_k$  - координати НЖЛ.

Необхідну потужність ТП встановлюють залежно від умов праці і можливості резервування мережі. У роботі тягової мережі виникають різні

відхилення від нормального навантаження, що викликають зміни режиму роботи ТП. Розрізняють роботу підстанції в нормальному, вимушеному і аварійному режимах.

При нормальному режимі живлення контактної мережі здійснюють за розмірами руху, що не виходять за розрахункові, і навантаження, що визначені для годин інтенсивного руху і умов найбільших питомих опорів рухів.

У вимушеному режимі при відключенні одного з основних елементів системи живильної лінії, перетворювального агрегату або повністю ТП – нормальний рух РС забезпечують за рахунок включення резервних живильних ліній або агрегатів. При цьому навантаження окремих елементів і падіння напруги в мережі не повинні перевищувати гранично допустимі.

Аварійний режим настає при такому відключенні одного або декількох елементів системи, коли подальший рух РС стає неможливим або має бути скорочене до таких розмірів, щоб система електропостачання могла задовольняти гранично допустимим технічним нормативам.

За розрахунковий беруть вимушений режим, при забезпеченні необхідного резервування.

Номінальний струм ТП або перетворювачів визначають за формулою [4] :

$$I_n > \Sigma I_{cp} \sqrt{1 + \frac{\beta}{n}}, \quad (6.63)$$

де  $I_{cp}$  - сумарний середній струм РС, що живляться від даної ТП, А;

$n$  - число потягів в районі ТП;

$\beta$  - величина, залежна від характеристики РС:  $\beta = 0,8$  (трамвай);  $\beta = 1,2$  (тролейбус).

## 6.9. Економічні розрахунки системи електропостачання ЕТ

Завдання економічних розрахунків системи електропостачання – вибір потужності елементів системи, що забезпечують надійну їх роботу при заданих розмірах руху.

Економічні розрахунки – вибір такого рішення (з числа технічно можливих), при якому загальні поточні витрати з урахуванням господарської оцінки їх складу будуть найменшими.

Вибраний варіант електропостачання в цілому повинен бути економічно найвигіднішим, але при оцінці результатів зіставлення повинні враховуватися окремим рішенням комісії робота електроустаткування, економія кольорових металів, рівень напруги в мережі, ступінь забезпечуваної надійності живлення РС та інші. Указані чинники важко піддаються оцінці в грошовому виразі, що часто утрудняє вибір об'єктивно орієнтованого варіанту живлення. З перерахованих чинників при оцінці результатів порівняння варіантів СЕП важливим критерієм є економія кольорових металів, тобто при проектуванні

необхідно забезпечити найвигідніше співвідношення між витратами кольорового металу і втратами електроенергії в елементах тягової мережі.

Оскільки при проектуванні падіння напруги на окремих ділянках мережі за будь-яких варіантів, повинне бути в межах нормованого значення для забезпечення умов експлуатації трамвая і тролейбуса, реалізації необхідних швидкостей руху, а при цьому падіння напруги в цих нормованих межах не впливає на питому витрату енергії РС, останнє можна не враховувати в економічних розрахунках.

При проектуванні СЕП необхідно використовувати принцип вибору перерізу проводу з економічної вигідності струму, при цьому необхідно врахувати ряд умов, що характеризують специфіку режиму роботи ТМ трамвая і тролейбуса:

- велику вартість енергії постійного струму пов'язану з додатковими витратами на перетворення змінного струму в постійний;
- вплив режиму напруги в ТМ на роботу РС (діючі струми споживання більші розрахункових значень при тих падіннях напруги, що перевищують номінальне розрахункове значення);
- великі амортизаційні відрахування для КП (підвищений знос в порівнянні з промисловими мережами).

Перші дві умови зменшують електричну щільність струму в ТМ, третя – збільшує її.

Сумарний вплив їх приводить до менших значень електричної щільності струму в порівнянні з лініями електропередачі.

Втрата потужності в ТМ залежить від коефіцієнта  $\beta$  (коефіцієнт варіації струму потягу  $\beta = (I_e^2 - I^2) / I^2$ ) і числа РС на ділянці  $n$  [3]:

$$\Delta P_{ек.нр} = r \cdot L \frac{I^2 \cdot n^2}{3} \left( 1 + \frac{3\beta + 1}{2n} \right). \quad (6.64)$$

Розглянемо втрати потужності в проводі при невідомій щільності струму (навантаження уздовж всієї довжини ділянки).

З причини цього зручніше при виведенні електричної щільності струму  $i_e$  і при визначенні перетину елементів мережі  $S$  оперувати не середнім значенням навантаження проводу, а деяким умовним струмом, квадрат якого був би пропорційний діючим втратам потужності в даних елементах мережі.

З цією метою використовують поняття еквівалентного струму  $I_{екв}$ , значення якого в кожному конкретному випадку встановлюють на підставі:

$$\Delta P_{нр} = r L I_{екв.нр}^2$$

$$I_{екв.нр} = \sqrt{\frac{\Delta P_{нр}}{r L}} = I_n \sqrt{\frac{1}{3} \left( 1 + \frac{3\beta + 1}{2n} \right)}. \quad (6.65)$$

По КП змінна частина річних витрат  $E_{np}$ , грн/рік, що складаються з річних витрат на втрати електроенергії і відрахування з амортизації [1]:

$$E_{np} = I_{екв. np}^2 \cdot r \cdot L \cdot C_e \cdot T_r \cdot 10^{-3} + S_{nn} L \cdot B_{np} \cdot P_{np} \cdot 10^{-2}, \quad (6.66)$$

де  $C_e$  - вартість енергії, грн/кВт·г;

$T_r$  - річне число втрат енергії;

$S_{nn}$  - перетин проводу, мм<sup>2</sup>;

$L$  - довжина мережі, км;

$B_{np}$  - вартість матеріалу проводу в грн / дм<sup>3</sup>;

$P_a$  - амортизаційні відрахування, %;

$I_{ок}$  - термін окупності.

Сумарне відрахування в %,

$$P_{np} = P_a + \frac{100}{I_{ок}}.$$

### ***Контрольні питання до розділу 6***

1. Параметри, що визначають допустимі втрати напруги в рейковій мережі.
2. Поняття «ефективне навантаження».
3. Допустимі втрати напруги в тяговій мережі.
4. Умови вибору потужності і місця розташування тягової підстанції.
5. Вплив втрат напруги в елементах тягової мережі на режим роботи системи електропостачання електричного транспорту.
6. Параметри, що визначають потужності елементів системі електропостачання, що забезпечують надійну їх роботу при заданих розмірах руху.

## Розділ 7. Силові кабелі

### 7.1. Конструкція силових кабелів

Конструкція силових одножильних кабелів повинна забезпечувати високу електричну і механічну міцність, здатність до виявлення місць пошкоджень за умов підземної прокладки. Електрична і механічна міцність досягається технологією виготовлення, вживанням спеціальних ізоляцій і покриттів, правильним монтажем кабельних ліній. Для визначення місць пошкодження і контролю за прокладанням кабелю використовують контрольні жили.

Конструктивно кабель виконаний таким чином (рис.7.1,7.2) [1]: струмоведучу жилу 1 виконують із звитих між собою мідних або алюмінієвих проводів. Контрольні жили 2 виготовляють з мідного дроту перерізом 1 мм<sup>2</sup> з ізоляцією з просоченого паперу і розташовують діаметрально протилежно в зовнішньому шарі струмоведучої жили. Ізоляцію 3 струмоведучої жили виконують з просоченого паперу, гуми або пластмаси. Для вирівнювання електричного поля поверх ізоляції на кабелях, починаючи з напруги 6 кВ, накладають екран 4 з напівпровідного паперу.

Після накладення ізоляції і екрана, струмопровідну жилу помішують в герметичну оболонку 5, яка служить для захисту ізоляції від проникнення до неї вологи. Оболонки виготовляють з свинцю, алюмінію, гуми і пластмаси. Свинцева оболонка має високу пластичність, її легко паяти. До істотних її недоліків відносять малу стійкість проти вібрації, нестійкість до електрохімічної і ґрунтової корозії, високу вартість.

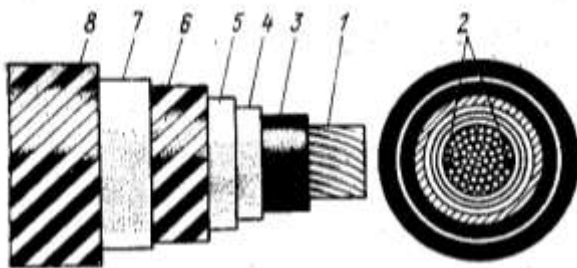


Рис. 7.1 - Схема конструкції одножильного кабелю: 1 – струмоведучі жили; 2 – джутові заповнювачі; 3 – ізоляція струмоведучої жили (папір, просочений маслом); 4 – екран (напівпровідна паперова стрічка); 5 – герметична оболонка (свинцева); 6 – подушка (просочений бітумом кабельний папір) 7 – броня (сталева стрічкова); 8 – зовнішнє джутове покриття.

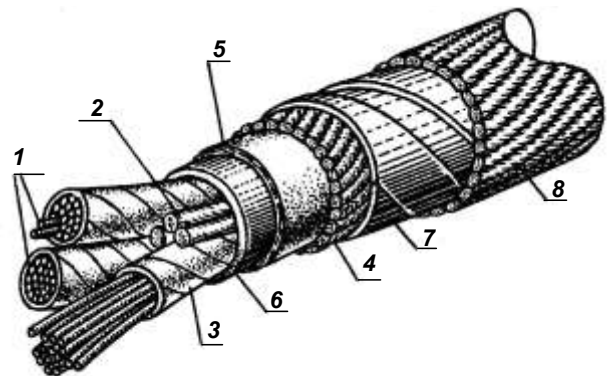


Рис.7.2 – Схема конструкції трижильного кабелю: 1 – струмоведучі жили; 2 – джутові заповнювачі; 3 – ізоляція струмоведучої жили (папір, просочений маслом); 4 – екран (напівпровідна паперова стрічка); 5 – герметична оболонка (свинцева); 6 – подушка (просочений бітумом кабельний папір); 7 – броня (сталева стрічкова); 8 – зовнішнє джутове покриття.

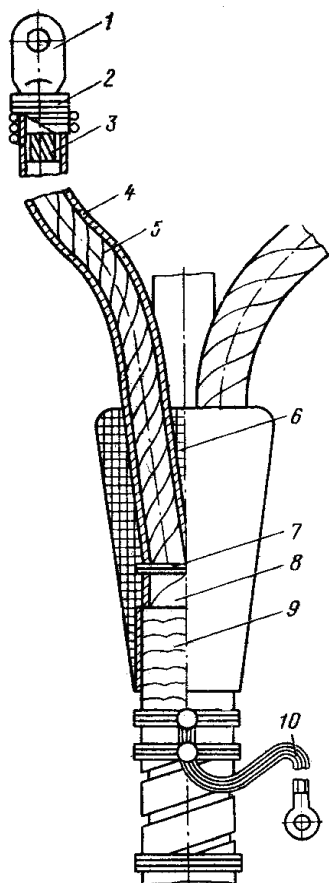


Рис. 7.3 - Кінцеве епоксидне закладення:  
1 - наконечник; 2 - бандаж з шпагату; 3 - жила;  
4 - підмотка кіперної стрічки; 5 - фазна ізоляція;  
6 - епоксидний компаунд; 7 - бавовняний  
бандаж; 8 - поясна ізоляція; 9 - насічка; 10 -  
заземлюючий провід

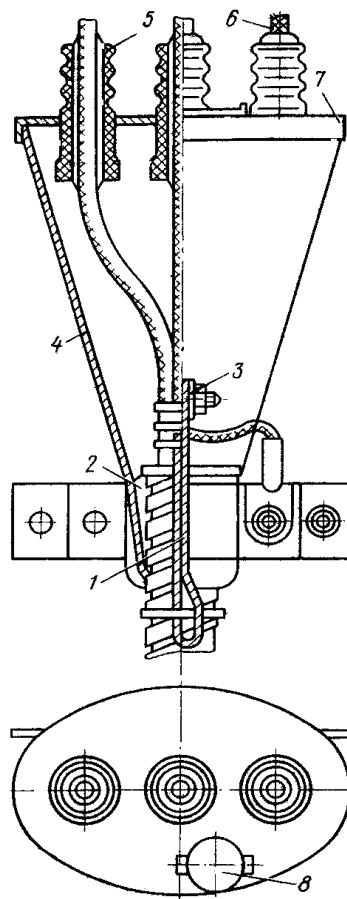


Рис. 7.4 - Кінцеве запакування в стальну  
воронку: 1 - заземлюючий провідник; 2 -  
просмолена стрічка; 3 - скоба для заземлення; 4 -  
воронка; 5 - втулка фарфорова; 6 - обмотка ізоля-  
ційними стрічками; 7 - кришка воронки; 8 -  
кришка

Алюмінієва оболонка, в порівнянні зі свинцевою за меншої маси, має приблизно вдвічі більшу міцність і підвищену стійкість проти вібрації. Стійкість до корозії алюмінієвої оболонки також не висока, крім того, вона має підвищену жорсткість, що створює додаткові незручності при монтажі. З метою підвищення гнучкості при монтажі, алюмінієву оболонку іноді виконують гофрованою. Свинцеві й алюмінієві оболонки захищають від корозії нанесенням бітумної суміші з подальшою обмоткою кабельним папером або поліхлорвініловою стрічкою.

Для захисту від механічних впливів і захисту оболонок від пошкоджень накладають броню 7 із сталевих стрічок або з оцинкованого сталевих круглого проводу. Подушка 6 з декількох шарів бітуму і стрічок з просоченого кабельного паперу служить для того, щоб не пошкодити оболонку при накладенні броні. Товщина подушки під бронею із сталевих стрічок складає не менше 1,5мм, а під бронею з проводу – не менше 2мм.

Для захисту від корозії броню покривають сумішшю з бітуму й просоченої кабельної пряжі. Поверх пряжі наноситься крейдиане покриття, яке запобігає злипанню кабелю. Товщина зовнішнього покриття 8 складає близько 2 мм.

## 7.2. Монтаж і експлуатація кабельної мережі

Прокладку кабельних ліній проводять на підставі спеціально розробленого для цієї мети проекту. До нього включають трасу кабельної лінії, необхідні монтажні й будівельні креслення, план проведення робіт, кошторис і специфікації на матеріали й устаткування, узгодження зі всіма зацікавленими організаціями.

Трасу вибирають за найкоротшою відстанню між кінцевими пунктами кабельної лінії з урахуванням існуючої і перспективної забудови. При цьому, по можливості, уникають зону з підвищеною електрокорозійною небезпекою і ґрунтів з високою корозійною активністю. Нормальна глибина траншеї складає 0,8 м, а ширина залежить від кількості кабелів, які прокладають.

Відстань між кабелями, а також між кабелями і іншими підземними спорудами регламентують ПВЕ [15].

З'єднання окремих шматків кабелів проводять за допомогою спеціальних муфт, які забезпечують надійне електричне і механічне з'єднання струмоведучих жил, їх електричну ізоляцію і герметизацію відносно землі. Місце з'єднання повинне бути герметичним і рівномірним по ізоляції і терміну служби з кабелем. В тягових мережах застосовують свинцеві, епоксидні і чавунні сполучні муфти (рис.7.5) [1].

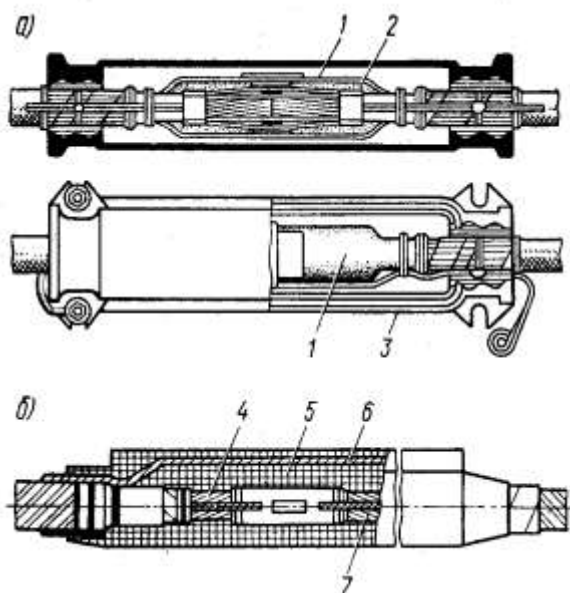


Рис. 7.5 – Свинцева (а) і епоксидна(б) сполучні муфти:

1 – свинцева труба; 2 – ізоляція з просоченої кабельної стрічки; 3 – чавунний кожух; 4,7 – струмоведучі жили; 5 – епоксидний компаунд; 6 – корпус з епоксидного компаунда (скорлупа)

Прокінцевання кабелю полягає в напайці або приварюванні до струмоведучої жили кабельного наконечника, який служить для приєднання кабелю до іншого устаткування і закладення кінця кабелю, що забезпечує збереження ізоляції струмоведучої жили і герметичність оболонки.

В кінцевій частині кабелю постійного струму застосовують сухі закладення з ізоляцією липкою поліхлорвініловою або кіперною стрічкою з промазкою епоксидним компаундом кожного шару і покриттям епоксидним компаундом поверхні закладення.

Кінцеві закладення кабелів змінного струму на напругу до 10 кВ виконують з епоксидних компаундів (рис.7.3) у форму заводського виготовлення або в знімну форму або в сталевих воронках із заливкою бітумної маси МБ-70 або МБ-90 (рис.7.4) [1]. Закладення епоксидного компаунда мають достатньою механічну й електричну міцність і просту



конструкцію. До недоліку слід віднести значний час, який необхідний для полімеризації компаунда.

Закладення в сталевих воронках вимагають значно меншого часу на затвердіння заливальної маси і, отже, короткий термін для включення лінії після ремонту або монтажу. До недоліків слід віднести погіршення ізоляції і порушення герметичності внаслідок появи тріщин в бітумній масі і витікання маси з воронки при перевантаженні і нагріві жили, що значно ускладнює обслуговування і знижує надійність роботи.

*Позитивний живильний кабель* підводять до контактному проводу, найчастіше, використовуючи основу контактної мережі (рис.7.6) [1]. При цьому кабель прокладають усередині опори, для чого в ній є два отвори: один – нижче поверхні ґрунту на 0,5 – 0,7 м, другий – залежно від прийнятої висоти підвіски контактної мережі. Таке розташування не порушує естетичного оформлення опори і оберігає кабель від механічних пошкоджень.

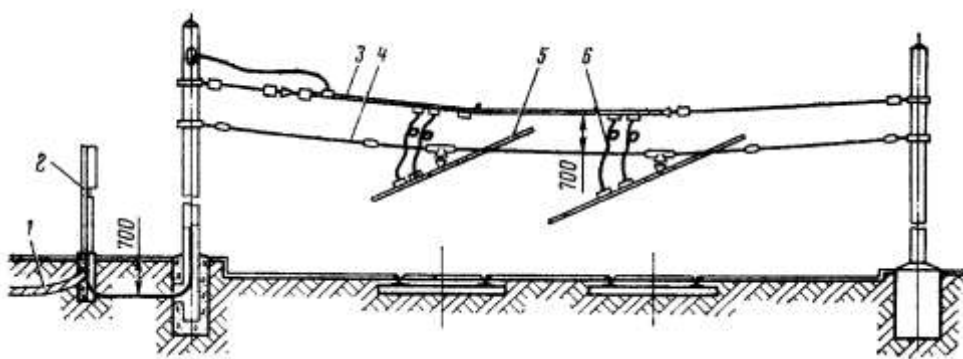


Рис. 7.6 - Висновок позитивного кабелю: 1- кабель; 2 – настінний короб; 3 – живлячий провід; 4 – поперечина; 5 – контактний провід; 6 – живляча дужка

Поблизу опори встановлюють настінний короб, в якому можна виконати ряд перемикань, наприклад, відділити кабель від його виводу до контактної мережі, розгалузити кабель на два виводи, перемкнути вивід на гумовий кабель і т.д.

Кабель негативної живильної лінії трамвая підводять до рейкової мережі через настінний короб 1 (рис.7.7) [1], що дозволяє відключити при необхідності кабель від рейок.

Кабель поблизу рейкової мережі, якій відходить від настінного короба, з'єднують за допомогою чавунної муфти 3 із сполучним шматком кабелю 2. Цей сполучний шматок оголяють, розплітають на чотири пасма, до яких припаюють мідні голі жили із сталевими наконечниками по дві до кожної рейки. Термін служби кабельних ліній багато в чому визначають умовами їх експлуатації.

Найпоширенішою причиною пошкодження кабелів є порушення правил проведення земляних робіт на трасі кабелю або поблизу її. З метою забезпечення збереження кабельних ліній *не дозволяється* використовувати землерийні машини в зоні на відстані до 1 м від крайнього кабелю напруженою більше 1 кВ, застосовувати ударні механізми на відстані ближче 5 м, а в зоні

розташування кабелю – механізм для розпушування ґрунту на глибині понад 0,4 м при нормальній глибині залягання.

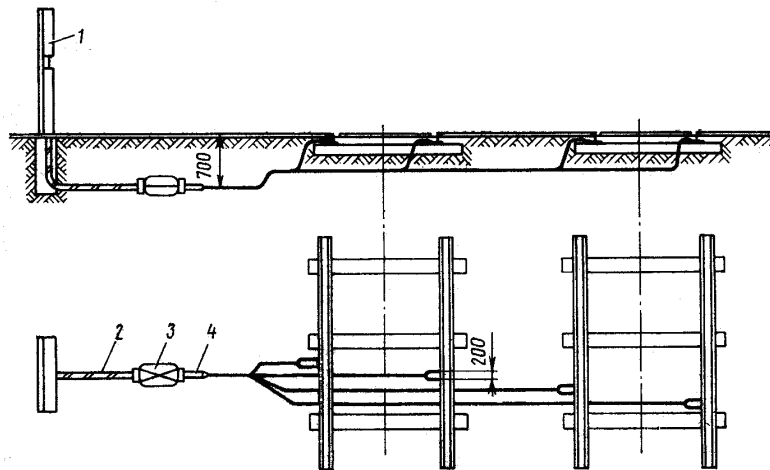


Рис. 7.7 - Приєднання до рейок негативної живильної лінії:  
1 – настінний короб; 2 – кабель; 3 – муфта; 4 – кабель негативний

Розкриття кабелів ведуть тільки в присутності представника організації, що експлуатує дану кабельну мережу. При цьому, слід дотримуватися необхідної технології виконання робіт і забезпечуватиме безпечні умови праці.

У процесі експлуатації кабельних ліній здійснюється контроль за режимом їх роботи і періодично проводяться профілактичні випробування ізоляції кабелю. Фактичні струмові навантаження, які визначають за наслідками вимірювань, порівнюють з тривало допустимими по нагріву для даного типу кабелю. При цьому враховують температуру навколишнього середовища, умови прокладки кабелю. Недотримання нормального температурного режиму кабелю, тобто перевищення струму над допустимим, веде до інтенсивного старіння ізоляції, що *не допустиме*.

У процесі профілактичних випробувань ізоляції кабельних ліній вдається знайти дефекти в кабелях і муфтах і, отже, вжити своєчасних заходів до їх усунення. Випробування проводять постійним струмом, що дозволяє знизити потужність установки в порівнянні із змінним струмом, що вимагає значної потужності установки через високі струми ємності витоку.

Випробувальна напруга для нової прокладеної кабельної лінії повинна перевищувати в 6 разів робочу напругу лінії, а для тієї, що була в експлуатації – в 5 разів.

Встановлена наступна періодичність випробувань ізоляції: для кабельних ліній, що працюють в нормальних умовах, - один раз на рік; для прокладених в землі і тих що працюють протягом 5 і більше років без електричних пробів і для прокладених в колекторах, тунелях і будівлях підстанції (не схильних до механічних пошкоджень і корозії) - не рідше одного разу за три роки [10].

### 7.3. Захист кабелів тягової мережі

У разі пошкодження кабелів тягової мережі і замикання струмоведучої жили на оболонку і броню в системі із заземленим мінусом, з'являється струм к.з. Значення цього струму залежить від сумарного опору, який складається з перехідного опору між бронею кабелю і землею, опору розтікання контуру заземлення на підстанції або перехідного опору «грунт – рейка», нарешті, опору негативних кабелів і регулювальних реостатів. Як правило, сумарний опір складає 0,3-0,5 Ом і струм к.з., тому не перевершує 1200-1800 А. Оскільки уставка швидкодіяного вимикача залежить від струму навантаження і найчастіше перевищує 2500-3000 А, захист при пошкодженні кабелю не може забезпечити його відключення [7,10,15,21].

Ще гірше йде справа із захистом кабелів тягової мережі в системі електропостачання тролейбусів, яка, як правило, є ізольованою від землі. При пошкодженні кабелів протікають лише струми, що викликані зниженням опору ізоляції «+» або «—» від землі через забруднення, тріщини на ізоляторах контактної мережі. На такий струм захист реагувати не може, а в той же час ізоляція кабелю в місці пошкодження поступово вигоряє.

Із сказаного випливає, що необхідний спеціальний захист кабелю тягової мережі, яка забезпечувала б високу надійність в роботі, а саме – відключення пошкодженого кабелю в заземленій системі і сигналізацію в ізольованій системі електропостачання.

#### 7.3.1. Захист кабелю тягової мережі в заземленій системі

Цей захист є комбінованим і складається із захисту контрольними жилами і потенційного захисту.

Потенційний захист позитивного кабелю (рис.7.8,в) [29, 30], заснований на уловлюванні напруги між оболонкою кабелю і негативною шиною. На підстанціях броню і оболонку всіх видів кабелю з'єднують і підключають на загальний контур заземлення змінного струму підстанції. Тому за основу потенційного захисту прийнятий принцип вимірювання потенціалу на контурі заземлення відносно негативної шини. Такий захист може бути тільки груповим, спрацьовує при пошкодженні будь-якого кабелю, що належить даній підстанції. Застосовувати такий захист можна тільки в комплексі з індивідуальним. Крім того, потенційний захист може спрацьовувати при к.з. в КМ і струму перевантаження в ТМ, на її працездатність впливає наведення від чужих електричних споруд (блукаючі струми) [29].

*Захист з контрольними жилами* (рис.7.8,б) має автономне джерело змінного струму (рис.7.8,а). Тут, зважаючи на простоту і нескладність, застосована схема з шунтуванням реле опором ізоляції кабелю. Перевага захисту контрольними жилами в тому, що контрольні жили обмежують зону стеження, за винятком контактної мережі. Процеси, що відбуваються в контактній мережі, практично не впливають на контрольні жили - цим різко скорочується вірогідність помилкової роботи захисту контрольними жилами.

Обрив контрольної жили призводить до відпадання реле *KV1*, спрацьовування сигналізації і запуску телесигналу. Пробій контрольної жили на оболонку приводить до шунтування реле *KV1* по колу: контрольна жила - оболонка - броня - заземлюючий контур змінного струму підстанції - розділовий конденсатор *C9*.

Замикання контрольної жили на основну шунтує *KV2* за двома контурами: контрольна жила - основна жила кабелю - опір рухомого складу — рейкова мережа - заземлюючий контур змінного струму - конденсатор *C9*; контрольна жила кабелю - основна жила - позитивна шина - випрямний агрегат - негативна шина - негативний кабель - рейкова мережа - земля - контур заземлення змінного струму - конденсатор *C9*.

Перший контур має опір близько 1 Ом і виникає тільки з появою на лінії рухомого складу, причому, якщо рухомий склад — тролейбус, струм шунтування потрапляє в землю через інший негативний кабель рейкової мережі. Другий контур шунтування виникає завжди, коли кабель включений до роботи. У зв'язку з тим що в ланцюгах захисту тече змінний струм, опір випрямного агрегату залежить від робочого струму агрегату. Значення цього опору за відсутності струму в агрегаті в один бік визначають прямим падінням напруги на вентилях, а в інший — опором шунтуючих вентилів резисторів, найбільше значення якого не перевищує 2 кОм, що значно нижче за чутливість схеми захисту.

У момент пробою кабелю змінна напруга накладається на постійну випрямлену. Ланкою розділення цих напруг служить конденсатор *C1*, що непроникий для постійної складової напруги.

Досвід роботи захисту контрольними жилами і потенційного захисту показує, що як перші, так і другі можуть помилково спрацьовувати. Уникнути помилкової роботи потенційного захисту не вдається хоча б тому, що може бути наведена напруга від сторонніх електричних установок. Захист контрольними жилами сигналізує про дрібні пошкодження кабелю, що не відображаються на основній його працездатності (замикання контрольної жили на основну, випадання контрольних жил з штепсельних розеток і т.д.). Тому застосовують комбінований захист — лінійний вимикач відключається лише при одночасному спрацьовуванні потенційного захисту і захисту контрольними жилами.

Але необхідно виявляти і дрібні пошкодження кабелю, при яких звичайно спрацьовує один із захистів, оскільки вони можуть привести до серйозної аварії. Тому спрацьовування лише одного захисту (потенційного або захист контрольними жилами) сигналізують по телекеруванню і звуковими сигналами.

Захист контрольними жилами виконують індивідуально на кожний лінійний кабель 600 В. Потенційний захист — захист групового типу. За великої кількості кабелю необхідно мати реле - розмножувач контактів потенційного реле, а також, якщо в цьому виникає необхідність — реле часу.

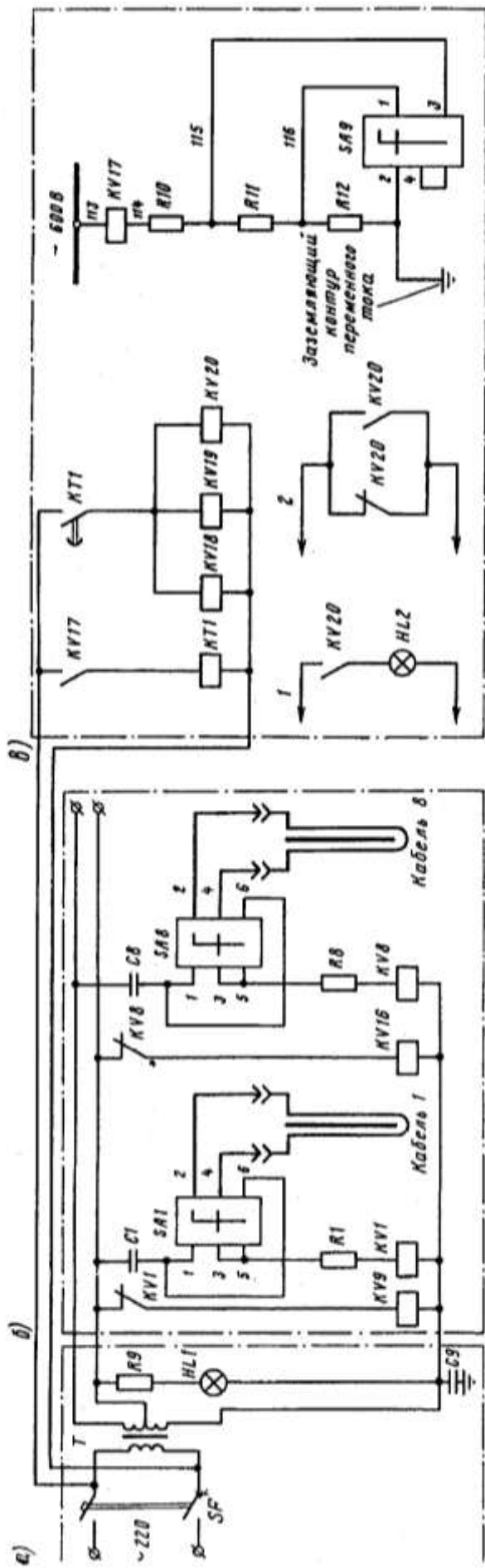


Рис. 7.8 - Схема захисту позитивних кабелів  $\pm 600\text{В}$  при заземленому мінусовому полюсі:  
 а — блок живлення; б — блок захисту контрольними жилами; в — блок потенційного захисту

При тому захист контрольними жилами (рис.7.8, б):

\* має напругу 380 В і не викликає специфічних вимог до техніки безпеки при її обслуговуванні. Але при деяких пошкодженнях кабелю (наприклад, пробіі контрольної жили на основну) в її колах може з'явитися напруга 600 В, причому через загальні кола живлення ця напруга може потрапити не тільки на апаратуру пошкодженого кабелю, але і на всі комплекти захисту. Це підвищує вимогу до безпеки обслуговування захисту контрольними жилами і практично прирівнює її до пристроїв контролю напруги на лінії 600 В. Такі ж вимоги пред'являють і до джерела живлення захисту контрольними жилами. Потенційний захист не пов'язаний з колами 600 В і тому вимоги до його безпечного обслуговування набагато нижчі;

\* складається з блоку живлення і декількох блоків захисту контрольними жилами, які встановлюють на лінійних кабелях (+600 В). Блок живлення складається з автоматичного вимикача *SF* (рис.7.8, а), ізолювального трансформатора, конденсатора *C9*, червоної сигнальної лампи *HL1*, яка включена через баластний резистор *R9*. Призначення блоку забезпечувати нарізне живлення вимірювальних ланцюгів і ланцюгів захисту, здійснювати електричний зв'язок через конденсатор з контуром заземлення змінного струму підстанції;

\* містить два реле *KV1* і *KV9*, резистор *R1* і конденсатор *C1*, двополісний роз'єм, сигнальну лампу *ЛС-53* жовтого кольору і пакетний перемикач. Реле *KV1* служить для визначення несправності кабелю. В нормальному режимі (за відсутності пошкоджень контрольних жил) обмотку реле обтікає струм і якір його відпадає за будь-якого пошкодження контрольних жил. Реле *KV9* є повторювачем і розмножувачем контактів реле *KV1* і розв'язує кола захисту від контрольних жил, для яких є вірогідність попадання напруги 600 В. Живлення *KV9* здійснюють від напруги 220 В, а сигнальної лампи *HL2* від напруги 36 В магістралі світлової сигналізації. При необхідності будь-якого з блоків *БЗКЖ* можна вивести з роботи трьохполісним перемикачем, при цьому починає світитися лампа несправності *HL2*. Сигнал від блоку *БЗКЖ* при спрацьовуванні захисту поступає на відключення лінійного вимикача, на світлову і телесигналізацію.

Блок *потенційного захисту* (рис.7.8,в) складається з реле потенційного захисту *KV17* типу РН-51/М34 і реле часу *KT1* типу ЕВ-238. Блок потенційного захисту одержує живлення від шин власних потреб 220 В і приєднується до негативної шини і контуру заземлення змінного струму підстанції.

У разі виникнення достатньо високої напруги між негативною шиною і контуром заземлення підстанції спрацьовує реле *KV17*. Лінійні вимикачі відключаються за допомогою проміжних реле ППЗ. В момент спрацьовування реле *KT1* кожного разу займається сигнальна лампа *HL2*, що встановлена на блоці потенційного захисту, і запускається телемеханіка.

*Кабельний сигналізатор*, який до останнього часу широко застосовують на тягових підстанціях, реагує не на рівень опору ізоляції контрольних жил контрольного кабелю по відношенню до основних жил і оболонки, а на

співвідношення складових цього опору і спрацьовує при значній зміні одного з цих опорів в порівнянні з іншим.

Кабельний сигналізатор побудований за балансною схемою, плечима якої є опори «контрольна жила — основна жила і контрольна жила — оболонка». Недоліком такої схеми є зона нечутливості за пропорційним зниженням вищезгаданих опорів. При пробі кабелю можливий випадок, коли на кабелі горить електрична дуга, але падіння напруги на складових опору приблизно однакове. За таких умов кабельний сигналізатор не спрацьовує. Отже, він має істотні недоліки, що викликані балансною схемою сигналізатора і використанням як «вимірювальної» напруги 600 В постійного струму. За певних умов, коли опори «контрольна жила — основна жила і контрольна жила — оболонка» приблизно рівні, навіть за високого струму к.з. кабельний сигналізатор не в змозі виявити пошкодження. Більш того, при обриві контрольної жили в місці пошкодження кабелю і при горінні дуги, через дугу створюється шлях струму кабельного сигналізатора — в результаті сигналізатор не реагує на обрив. Для усунення недоліків кабельного сигналізатора необхідна схема з автономним джерелом вимірювальної напруги.

### ***7.3.2. Захист кабелю тягової мережі в ізольованій системі***

Струм замикання не перевищує часток ампера і пошкоджений кабель може якийсь час працювати без усунення несправності.

При появі землі на одному з полюсів ізольованої системи електропостачання виявлення місця пошкодження за відсутності контролю стану кабелю є досить трудомісткою задачею через необхідність від'єднання кабелю від контактної мережі. Установка на підстанції пристрою, що дозволяє контролювати лінійний кабель як позитивний, так і негативний, дозволяє понизити трудомісткість визначення місця пошкодження.

Виходячи з вищесказаного недоцільно ускладнювати схему контролю ізоляції лінійного кабелю і посилати сигнал на відключення лінійного вимикача при пробі кабелю. Проте при пошкодженні кабелю необхідно своєчасно передати відповідну інформацію. Тому схема контролю ізоляції кабелю повинна впливати на світлову, звукову і телесигналізацію. Відмова від дії на відключення лінійного вимикача при пошкодженні лінійного кабелю робить можливим створення приладу контролю ізоляції кабелю на основі групового принципу, при цьому один релейний елемент контролює одночасно всі лінійні кабелі (позитивні, негативні) даної тягової підстанції.

Схема контролю ізоляції кабелю постійного струму одноагрегатної підстанції, що працює в ізольованій системі електропостачання (рис.7.9), [30] контролює стану позитивного і негативного кабелів. Оскільки при пошкодженні кабелю на його контрольній жилі виникає потенціал 600 В у відповідній полярності, в схемі застосовують загороджувальні фільтри постійного струму у вигляді конденсаторів для розділення контрольних жил кабелю. Стан кабелю контролюють за допомогою реле напруги РН-54/160.

У разі пошкодження кабелю - реле відпадає.

Пошук несправного кабелю здійснюють за допомогою почергового перемикачів пакетних перемикачів пошуку несправності. При відключенні несправного кабелю реле знову стає під струм.

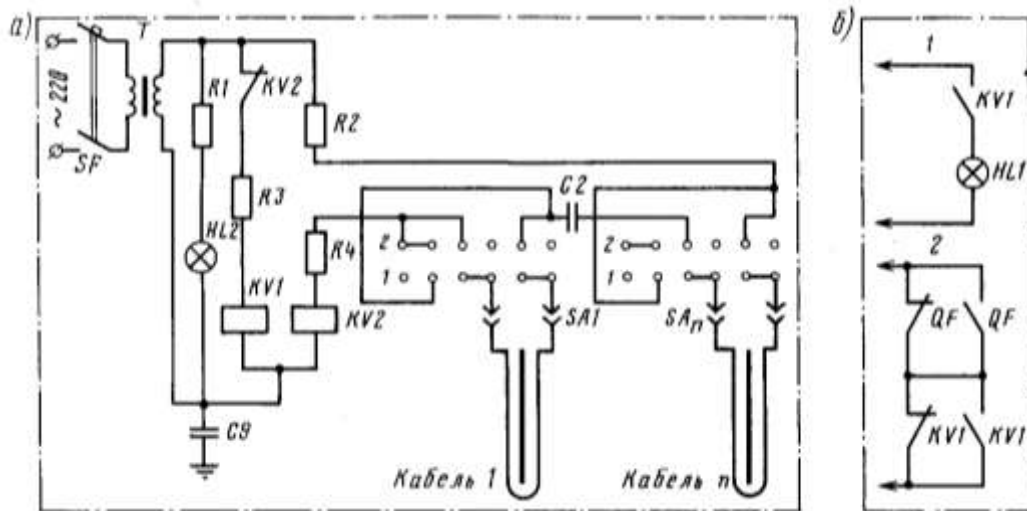


Рис. 7.9 – Схема захисту кабелю 600 В в ізолюваній системі: а – блок живлення і захисту; б – блок сигналізації; 1- світлова сигналізація; 2 – звукова сигналізація

У разі пошкодження контрольованого кабелю ушкоджуються контрольні жили. При обриві контрольних жил напруга на котушці реле, яка визначається провідністю смістю жил і місцем пошкодження кабелю, недостатня для утримання якоря в притягнутому положенні, внаслідок чого реле відключається.

Після замикання контрольної жили на основну жилу позитивного кабелю утворюються наступні контури, що шунтують реле:

\* контрольна жила пошкодженого кабелю — основна жила позитивний контактний провід — опір рухомого складу — негативний контактний провід — негативний кабель — негативна шина підстанції — конденсатор між шиною 600 В і контуром заземлення змінного струму — розділовий конденсатор між контуром заземлення і вторинною обмоткою трансформатора:

\* контрольна жила пошкодженого кабелю — основна жила - ланцюжки, що шунтують вентилі випрямного блоку, вторинна обмотка силового трансформатора — негативна шина підстанції — конденсатор — контур заземлення змінного струму - розділовий конденсатор між контуром заземлення і вторинною обмоткою трансформатора.

При замиканні контрольної жили негативного кабелю на основну жилу, утворюється наступний контур: контрольна жила пошкодженого кабелю — основна жила — негативна жила - конденсатор між шиною 600 В і контуром заземлення — контур заземлення — розділовий конденсатор.

У разі замикання контрольної жили на оболонку кабелю утворюється наступний контур шунтування реле: контрольна жила — оболонка пошкодженого кабелю — броня — земля — розділовий конденсатор.

У результаті появи цих контурів напруга на реле зменшується в порівнянні з напругою за відсутності пошкодження кабелю і якорь реле



відпадає, ставлячи під струм реле, контакти якого включені в колах сигналізації.

У цілому пристрій контролю кабелю постійного струму підстанції в ізолюваній системі електропостачання володіє меншою працездатністю в порівнянні із захистом контрольними жилами. Річ у тому, що при пробіі кабелю на землю, утворюється електрична дуга, під дією якої ушкоджується контрольна жила навіть у разі, коли в перший момент часу після пробію контрольна жила залишилась неушкодженою. Для підстанції ж, що працює в ізолюваній системі електропостачання, пробій кабелю, як правило, не супроводжується електричною дугою, зважаючи на малі струми к.з. Тому ймовірність пошкодження контрольних жил кабелю в ізолюваній системі набагато менша, ніж в заземленій системі електропостачання.

### ***Контрольні питання до розділу 7***

1. Конструкційні елементи силових кабелів.
2. З'єднувальні муфти. Різновиди.
3. Способи приєднання кабельних ліній до КП і рейкам.
4. Захист кабелів тягової мережі в заземленій системі.
5. Захист кабелів тягової мережі в ізолюваній системі.

## Розділ 8. Коротке замикання в тяговій мережі

### 8.1. Розрахунок струму короткого замикання в тяговій мережі

Коротке замикання в ТМ може виникнути внаслідок ряду причин: порушення ізоляції КМ, замикання різнополярного проводу, обрив контактного проводу, несправність у рухомому складі і т.д. Коротке замикання може виникнути в будь-якій точці ТМ як безпосередньо в точці підключення живильних ліній, так і в кінці ділянки живлення. Отже, значення струму к.з. будуть різні. Значення струму к.з. також залежатимуть від виду замикання: замикання через електричну дугу або заземлювач в колі струму під час обриву контактного проводу і падіння його на землю; через металевий контакт - металеве к.з.

При протіканні через КП надмірного струму проводи піддаються динамічній і термічній діям. Особливо небезпечне к.з., яке супроводжується виникненням електричної дуги. При постійному струмі з урахуванням великої індуктивності ТМ і напруги в декілька сотень вольт, електрична дуга горить стійко. Тому, якщо не вжити певних заходів до швидкого відключення місця к.з., виникнуть перепади КП, руйнуватиметься устаткування (струмоприймачі та ін.), можливе виникнення пожежі (якщо к.з. відбулося, наприклад, на рухомому складі).

У даному розділі розглядаються питання, що пов'язані з порушеннями в системі ТМ ЕТ, захисту від струмів к.з. і особливо «малих» струмів к.з.).

Для відключення к.з. в колах живильних ліній, включаються швидкодіючі автоматичні вимикачі [30]. Необхідність швидкодіючих вимикачів диктується двома причинами: по-перше, щоб ліквідувати якнайскоріше к.з., тобто погасити електричну дугу, якщо вона мала місце, уникнути термічної дії струму к.з. на КМ і, по-друге, щоб забезпечити відключення струму к.з., поки він не досягне небезпечного значення з динамічної дії на елементи ТМ і устаткування ТП. Також важливе швидке відключення струмів к.з. і з погляду селективності роботи захисту, тобто, щоб пошкоджена лінія відключалася раніше, ніж спрацює захист на випрямних агрегатах ТП або захист на її вводах.

Робота швидкодіючого вимикача може бути проілюстрованою осцилограмою струму, що протікає через нього в момент к.з. (рис.8.1) [3].

Струм к.з. наростає по експоненті, що визначена опором й індуктивністю тягової мережі. Через час  $t_{\text{вль}}$ , тобто час від моменту досягнення струмом к.з. значення струму вставки автомата  $I_{\text{вст}}$  до моменту, коли почнуть розходитися контакти (власний час автоматичного вимикача, звичайно не перевищує (0,003—0,005с), наростання струму припиняється і далі струм зменшується і його значення падає до нуля.

Цей період часу носить назву - час гасіння дуги  $t_{\text{д}}$  і залежить як від попереднього значення струму к.з., так і від параметрів тягової мережі (її індуктивності). Цей час може досягти і декількох сотих часток секунди.

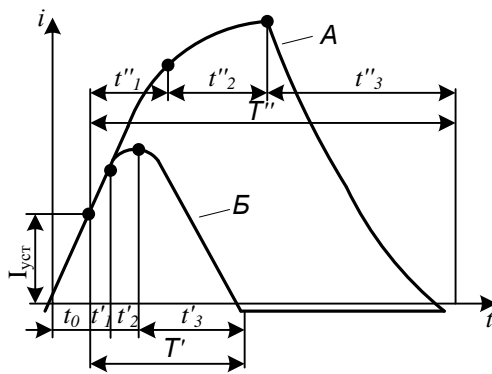


Рис. 8.1 - Осцилограми відключення вимикачів постійного струму

Надмірно швидке відключення струму к.з. призводить до великих перенапружень, що може викликати появу надалі нових місць к.з. Коротке замикання в тягових мережах ЕТ в більшості випадків нестійке, тобто після спрацювання автоматичного вимикача і припинення протікання струму, ізоляційні властивості ТМ відновлюються, наприклад, якщо к.з.

відбулося внаслідок короткочасного замикання контактних дратів тим, що зійшов струмоприймач тролейбуса. Можливі також, як згадувалося раніше, помилкові спрацювання вимикачів, що пов'язані з надмірним перевантаженням тягової мережі, але мережі, що не викликала аварійного полягання. У згаданих вище або аналогічних випадках для відновлення руху можна подати повторно напругу в контактну мережу після відключення її автоматичним вимикачем. Для повторного включення лінійних вимикачів і відновлення живлення використовують схеми автоматичного повторного включення (АПВ). Широко застосовують схему одноразово-багаторазово АПВ з обмеженою кількістю повторних включень. На практиці використовують принцип АПВ, за яким оцінюють опір відключеної лінії. Якщо її опір малий, це говорить про те, що к.з. стійке. В цьому випадку АПВ діятиме тільки за відсутності заборони на вмикання, що подається спеціальним пристроєм - випробувачем лінії.

## 8.2. Визначення сталих значень струмів к.з.

Значення сталого струму к.з. може бути визначене на підставі схеми заміщення дійсної ділянки ТМ (рис. 8.2),[3].

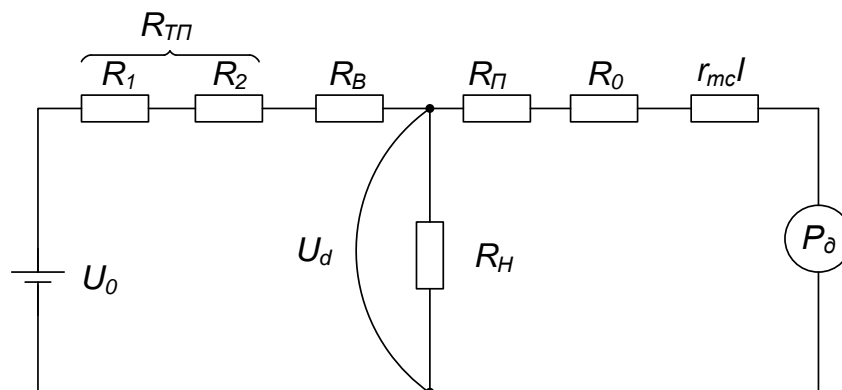


Рис.8.2 - Схема заміщення ділянки тягової мережі

У цій схемі  $U_0$  - напруга живлення, що приведена до напруги тягової мережі;  $R_1$  і  $R_2$  — відповідно опори зовнішньої живильної мережі і випрямних

агрегатів, також приведені до вторинної сторони, тобто напруги тягової мережі; в сумі ці опори складають опір тягової підстанції  $R_{ТП}$ ;  $R_n$  - визначає навантаження ТП інших ділянок в момент к.з.,  $R_B$ ,  $R_{ТП}$ ,  $R_o$ ,  $r_{TC}$   $l$  -- відповідно опори вентилів випрямляча, позитивних і негативних живильних ліній і опір тягової мережі до місця к.з.;

У цьому випадку струм к.з. в лінії, кА [3,9]:

$$I_{кз} = \frac{U_{d0}(1 \pm p) - \Delta U_{\epsilon} - e_{\delta} - I_{дн} R_{ТП}}{R_{ТП} + R_{П} + R_o + r_{TC} l}, \quad (8.1)$$

де  $U_{d0}$  - напруга холостого ходу на шинах тягової підстанції, В;  
 $p$  - допустиме відхилення живильної напруги  $\pm 0,05\%$ , В;  
 $\Delta U_{\epsilon}$  - втрата напруги у вентилях випрямляча (5-8) В;  
 $e_{\delta}$  - втрата напруги в електричній дузі (20-100) В;  
 $I_{дн}$  - струм тягової підстанції у момент к.з., А;  
 $R_{ТП}$  - приведений опір тягової підстанції, Ом;  
 $R_{П}$  - опір ПЖЛ, Ом;  
 $R_o$  - опір НЖЛ, Ом.  
 $r_{TC}$  - опір тягової мережі у короткозамкненому ланцюзі;  
 $l$  - довжина тягової мережі у короткозамкненому ланцюзі.

Як впливає з виразу (8.1), значення струму к.з. буде залежати не тільки від відстані до місця к.з., але і від того, скільки буде одночасно включено агрегатів (яке значення буде мати приведений опір тягової підстанції  $R_{ТП}$ ) ; яке навантаження буде в даний момент на шинах ТП; яке значення матиме первинна напруга (тобто значення величини  $p$ ); чи матиме місце електрична дуга або к.з. буде металеве і т.д. Тому слід визначити два значення сталих струмів к.з. — мінімальне значення, тобто при такому поєднанні параметрів, коли струм к.з. мінімальний, і максимальне значення, тобто при такому поєднанні параметрів, коли струм к.з. — максимальний. Перше значення необхідно знати для правильного вибору уставок захисту, друге — для правильного розрахунку динамічних дій струмів к.з.

Для визначення мінімального струму к.з. використовують вираз (8.1), який з урахуванням коефіцієнтів  $\kappa_1$ ,  $\kappa_2$  і  $\kappa_3$  набуває вигляду [3]:

$$I_{кз, \min} = \frac{U_{дн}(1 + \kappa_1 + \kappa_2)(1 - p) - \Delta U_{\epsilon} - e_{\delta} - I_n N'_a R'_{ТП}}{R'_{ТП} + R_{П} + R_o + r_{TC} l}. \quad (8.2)$$

У цій формулі

$$R'_{ТП} = \frac{U_{дн}}{I_n} \left( \frac{\kappa_1}{N'_a} + \frac{\kappa_2 \kappa_3}{N_a} \right).$$

Відповідно максимальне значення струму к.з.

$$I_{кз, max} = \frac{U_{дн}(1 + \kappa_1 + \kappa_2)(1 + p) - \Delta U_e}{R''_{ТП} + R_{II} + R_o + r_{TC}l}. \quad (8.3)$$

де

$$R''_{ТП} = \frac{U_{дн}}{I_n} \left( \frac{\kappa_1}{N'_a} + \frac{\kappa_2}{N_a} \right).$$

У цих виразах:

$U_{дн}$  - номінальна випрямлена напруга на шинах ТП, В;

$I_n$  - номінальний випрямлений струм агрегату, А;

$N'_a$  - число агрегатів, що встановлені на ТП;

$\kappa_1$  і  $\kappa_2$  - коефіцієнти, що враховують нахил характеристики [3];

$\kappa_3$  - коефіцієнт, що враховує число одночасно працюючих вводів на ТП у момент к.з.[3].

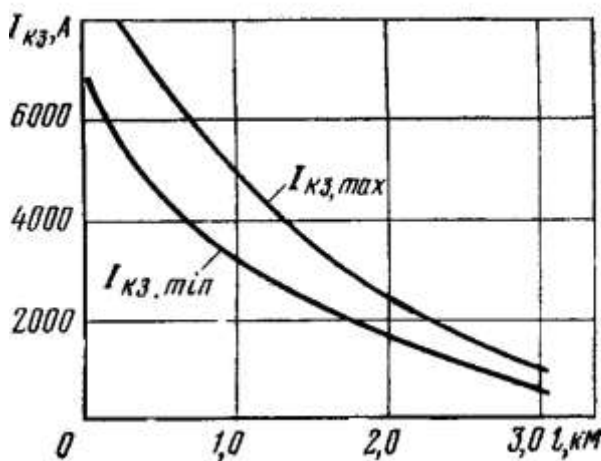


Рис. 8.3 - Залежність сталого струму к.з. від довжини ділянки

На рис.8.3 зображені результати розрахунків установлених струмів к.з.  $I_{кз, max}$  і  $I_{кз, min}$  для двоколійної трамвайної ділянки, звідки видно досить відчутну різницю в значеннях струмів. Розраховане за виразом (8.3) значення сталого струму к. з. не завжди відповідає істинному значенню, яке одержане в результаті проведення експерименту. Відмінність викликана тим, що можливе відхилення параметрів тягової мережі внаслідок ряду причин.

Так, опір контактної мережі може бути вищим розрахункового через великий знос контактного проводу або його високої температури; втрата напруги в дузі може бути вищою за 100 В; значення  $p$  може перевищити 5% і т.д. З другого боку, вираз (8.3) не враховує, що рейки шунтуються провідністю ґрунту, що на ділянці, де відбувається к.з., є додаткове навантаження від потягів і т.д. Загалом, як правило, ці чинники собою взаємокомпенсуються і значення струмів к.з., що одержані експериментально, близькі до розрахункових значень. Але оскільки захист повинен працювати надійно, при його розрахунку доводиться мати певний запас.

Тому приймають, що для чіткого відключення струму к.з. і для певної гарантії неспрацьовування лінійного вимикача від струму перевантаження необхідно виконання умови [3].

$$I_{кз, мин.} > 1,5 I_{л, max}, \quad (8.4)$$

де  $I_{л, max}$  - максимальне розрахункове значення струму навантаження в лінії, що захищає автомат вимикачем. Струм установки лінійного автомата приймають як таким, що дорівнює  $(1,5-1,2) I_{л, max}$ .

Якщо для ділянки живлення тягової мережі визначити залежність  $I_{кз.мин}(L)$ , на неї накласти значення  $1,5I_{л.мах}$ , то можна визначити працездатність максимального захисту. Якщо значення  $1,5I_{л.мах}$  лежить нижче кривої  $I_{кз.мин}(L)$  (рис.8.4, а), то в якій би точці ділянки не відбулося к. з. — захист надійно спрацює.

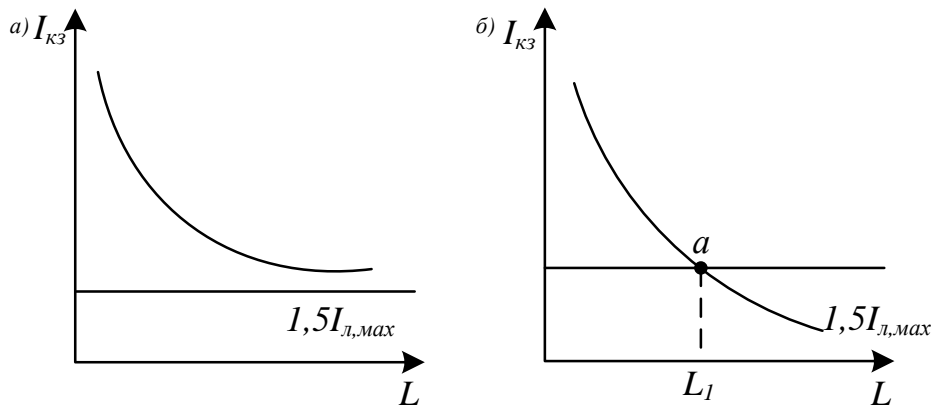


Рис. 8.4 – Визначення надійності максимального струмового захисту:  
а — відсутня «мертва зона»; б — присутня «мертва зона»

Можливий інший випадок, коли тільки в певній зоні  $I_{кз.мин}$  вище за значення  $1,5I_{л.мах}$  — це значить, що при к.з. далі точки перетину (точка *a* на рис.8.4, б) лінійний вимикач може не спрацювати при к. з., тобто ця зона (далі точки *a*) виявляється незахищеною — «мертвою зоною», а струми к.з., відповідні цій зоні, називають «малими струмами к.з.». Звичайно для захисту від малих струмів к. з. доводиться застосовувати додатковий захист, що впливають на лінійний вимикач. Але застосування додаткового захисту, як правило, зменшує надійність роботи тягової мережі і збільшує вартість СЕП.

У багатьох випадках доцільно збільшувати значення мінімального струму к.з. і зменшувати максимальний струм живильної лінії.

Відповідно до виразу (8.2), якщо зменшити довжину ділянки живильної лінії, зростає мінімальний струм к.з., одночасно може дещо впасти значення  $I_{л.мах}$ , оскільки на ділянці меншої довжини буде і менше число потягів. Але цей спосіб веде до збільшення числа живильних ліній, складнішого секціонування контактної мережі, збільшення числа автоматичних швидкодіючих вимикачів на ТП, тобто також потрібне збільшення капітальних витрат.

Можливе також зменшення опору ділянки ТМ за допомогою підвіски підсилюючих проводів. У цьому випадку не тільки зростає значення мінімального струму к.з., але і зменшуються втрати енергії в КМ, тобто виходить наче подвійна вигода. Але підвіска підсилюючих, як правило, алюмінієвих проводів вимагає ускладнення КМ, а отже, і збільшення її вартості.

Оскільки практично не можна мати дуже маленьких ділянок живлення або підвішувати великі перерізи проводів, способи, що розглядаються вище, тільки в окремих випадках є технічно і економічно доцільними. Тому в

поєднанні з цими способами поліпшення дії захисту від струмів к.з. застосовується додавання системи захисту, що також впливає на лінійні вимикачі.

### 8.3. Захист від малого струму к.з.

Можливі різні варіанти і принцип дії захисту від малого струму короткого замикання. В даний час існує безліч методів захисту тягової мережі від к.з., особливо від малих струмів к.з. Тому всі методи можна розділити на ряд підгруп за принципом дії [3]:

- \* збільшення струмів к.з.;
- \* зв'язок між суміжними автоматичними вимикачами;
- \* влаштування постів секціонування;
- \* потенційні захисти;
- \* відмінність режиму к.з. від нормального;
- \* по нагріву контактного проводу і ін.

Збільшення струму к.з. веде до значення, за якого спрацьовує лінійний вимикач. Це найбільш просто здійснюють за допомогою *короткозамикача*. В цьому випадку ділянка тягової мережі секціонується і паралельно секційному ізолятору підключається котушка короткозамикача (рис. 8.5) [3].

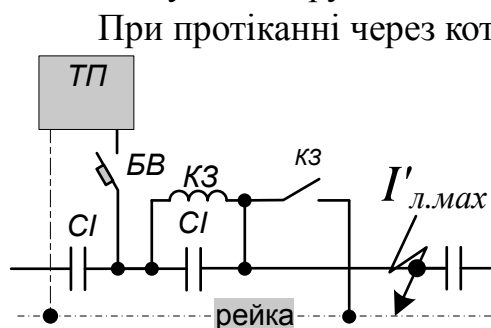


Рис.8.5 – Схема захисту від струмів к.з. короткозамикачем

При протіканні через котушку струму вищого за струм уставки короткозамикача він спрацьовує, тобто замикаються його контакти, через котушку почне протікати вже збільшений струм к.з., що визначений довжиною секції тягової мережі до короткозамикача. Секція за короткозамикачем буде знеструмлена, тобто в ній припиниться протікання аварійного струму.

Короткозамикач буде включений до тих пір, поки на тяговій підстанції не спрацює лінійний вимикач БВ і через котушку короткозамикача не припиниться протікання струму.

Власний час спрацьовування короткозамикача вищий, ніж у швидкодіючого вимикача, оскільки цей час визначається зазором між силовими контактами, який не може дорівнювати нулю. Умова надійної роботи захисту:

$$I_{кз.мин} > 1,5I'_{л.мах}. \quad (8.5)$$

де  $I'_{л.мах}$  — максимальне розрахункове значення струму навантаження, що протікає через котушку короткозамикача, кА.

Струм уставки короткозамикача приймають рівним  $(1,15 - 1,2) I'_{л.мах}$ .

Іноді для того, щоб дотриматися умови (8.5), доводиться ділянку живлення розбивати не на дві, а на три і більше секцій.

Як з'ясовується з опису захисту, він відносно простий, але має два істотних недоліки - через контакти короткозамикача у момент його спрацьовування протікає великий струм - струм к.з., що може призвести до їх зварювання. Для того, щоб це не відбулося, необхідно виготовляти контакти масивними, але це збільшує значно габаритні розміри короткозамикача і власний час спрацьовування; короткозамикач необхідно встановлювати на лінії, щоб він був доступним для огляду і регулювання, тобто для його установки потрібна спеціальна камера з кабелями, що підводять струм. Останнє збільшує вартість захисту, а кабель, який підводять, є додатковим елементом, що зменшує надійність ТМ.

При двосторонньому живленні ділянки тягової мережі застосовують захист з блокуванням лінійних вимикачів двох сусідніх тягових підстанцій, що живлять одну ділянку тягової мережі, тобто при аварійному відключенні одного з лінійних вимикачів одночасно відключається і лінійний вимикач іншої підстанції, що блокується з ним. Це, природно, вимагає прокладки між підстанціями контрольного кабелю або повітряної лінії зв'язку, що збільшує вартість захисту і зменшує його надійність. При блокуванні між собою лінійних вимикачів уставку кожного з них визначають вже не значенням струму к. з. в кінці ділянки, а його значенням у середині ділянки. Дійсно, при к. з. у точці за серединою ділянки зростає струм к. з. для вимикача, що розташований ближче до цієї точки, і його відключення викличе відключення і другого лінійного вимикача, для якого зменшене значення струму к. з. і який би не відключився, якби лінійні вимикачі не блокувались між собою. Такий спосіб захисту від струму к. з. знайшов широке застосування на тяговій мережі метрополітену.

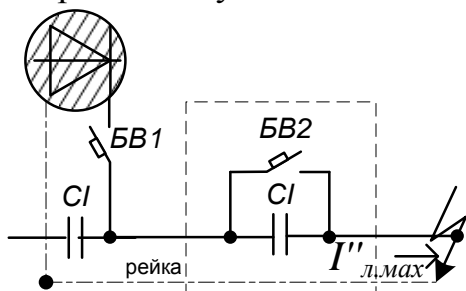


Рис. 8.6 – Схема захисту від струмів к.з. за допомогою поста секціонування

Тоді умови надійної роботи захисту:

$$I_{кз.мин} > 1,5I''_{л.мах}, \quad (8.6)$$

де  $I''_{л.мах}$  — максимальне розрахункове значення струму навантаження, що протікає через котушку, що відключається, швидкодіючого вимикача поста, кА.



Такий спосіб захисту може застосовуватися і при двосторонньому живленні ділянки, але необхідний швидкодіючий автоматичний вимикач, що реагує на напрям струму. Цей надійний вид захисту застосовують на магістральних залізницях і на вилітних лініях МЕТ. Основні недоліки цього захисту — необхідність камери, в якій встановлюють автоматичний вимикач; пристрій системи АПВ і підвід до неї живлення від додаткового джерела енергії.

У разі *потенційного захисту* між контактним проводом і рейками або між контактними проводами тролейбуса різної полярності в кінці ділянки підключають реле напруги. При виникненні к.з. до реле напруги не поступає живлення, його контакти розмикаються і впливають на відключення лінійного вимикача тягової підстанції (рис.8.7, а) [3].

У цій схемі потрібні два проводи зв'язку від реле напруги до тягової підстанції. Реле необхідно встановлювати в кінці ділянки, що не завжди зручно виконати. Тому для тягової мережі трамвая розроблена схема з одним проводом на напругу тягової мережі і установкою реле напруги на тяговій підстанції (рис.8.7, б). Схема надійна, оскільки як при к.з. на ділянці, так і при обриві лінії зв'язку захист відключає ділянку.

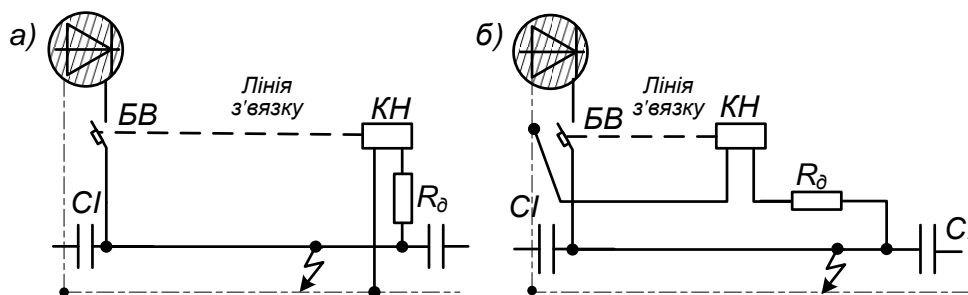


Рис. 8.7 - Потенційний захист: а — з двопровідною лінією зв'язку;  
б — з однопровідною лінією зв'язку

При к.з. до реле прикладається напруга, що дорівнює втраті напруги в рейковій мережі. Опір рейкової мережі у декілька разів менший опору контактної мережі. Тому при виникненні к.з. завжди дотримуватиметься співвідношення

$$U_{p.min} < 0,5U_{ТП}, \quad (8.7)$$

яке необхідно витримувати для чіткої дії захисту, оскільки в процесі експлуатації втрата напруги в ТМ не повинна перевищувати  $0,3U_{ТП}$ . У формулі (8.7)  $U_{p.min}$  — напруга, що прикладена до реле потенційного захисту в режимі к.з.;  $U_{ТП}$  — напруга на шинах ТП.

З достатнім ступенем точності  $U_{p.min}$  може бути визначене як

$$\frac{U_{p.min}}{U_{ТП}} \approx \frac{R_0 + r_{pc}l}{R_{П} + R_0 + (r_{kc} + r_{pc})l}, \quad (8.8)$$

де  $r_{kc}$  і  $r_{pc}$  — відповідно опір 1км контактної і рейкової мережі.

Оскільки розглядається випадок малих значень струмів к.з., тобто коли  $r_{kc} \cdot l \gg R_0$ , то з достатньою точністю можна вважати, що

$$\frac{U_{p,min}}{U_{ТП}} \approx \frac{r_{pc}}{r_{kc} + r_{pc}} \text{ або } U_{p,min} = U_{ТП} \frac{r_{pc}}{r_{kc} + r_{pc}}. \quad (8.9)$$

Для реальних значень параметрів ТМ трамвая одержуємо, що  $U_{p,min} \approx 0,1 U_{ТП}$  при к.з. Для тролейбуса слід приймати  $r_{kc} = r_{pc}$ , оскільки опір проводів позитивної і негативної полярності однаковий. Тому для мережі тролейбуса  $U_{p,min} = 0,5 U_{ТП}$  і варіант схеми (рис.8.7,б) непридатний.

Основним недоліком будь-якого потенційного захисту є необхідність влаштування додаткової лінії зв'язку, а також втрата швидкодії схеми, оскільки першим спрацьовує реле напруги і лише після цього відключається лінійний вимикач.

Захист, заснований на відмінності протікання режиму к.з. в тяговій мережі від нормального режиму, найрізноманітніший. Найбільш поширені три варіанти.

*Відмінність в тривалості протікання максимального струму і струму к.з. через живильну лінію.* Як правило, максимальний струм через живильну лінію протікає протягом часу, що дорівнює тривалості максимального струму потягу. При застосуванні на ЕРС послідовно-паралельного з'єднання і ослаблення збудження двигунів, цей час може бути визначений з кривої споживаного потягом струму (рис.8.8) і не перевищує декількох секунд. Так, для трамвая воно складе не більше 3-4 с, для тролейбуса — не більше 1-2 с. Тому, якщо для захисту застосувати максимальний струмовий захист з витримкою часу, в якому струм уставки максимального реле буде менше мінімального струму к.з., а час витримки реле часу буде більше тривалості протікання максимального струму лінії, такий захист даватиме сигнал на відключення лінійного вимикача у разі виникнення к.з.

Принципова схема захисту зображена на рис. 8.9 і включає реле струму  $T$ , що підключається до шунта, включеного в живильну лінію; реле часу  $B$  і проміжне реле  $\Pi$ , що діє на відключення лінійного вимикача  $БВ$ .

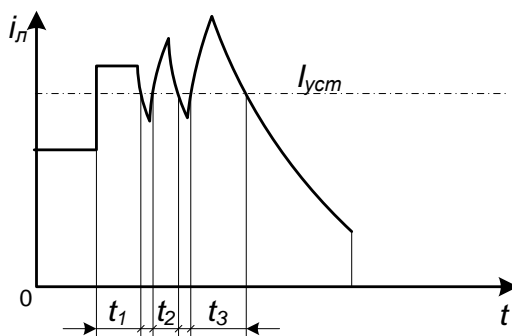


Рис.8.8 - До визначення тривалості максимального струму живильної лінії

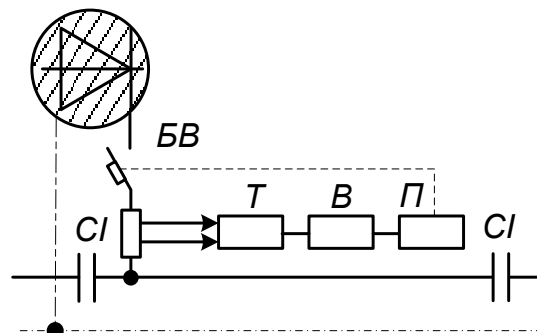


Рис.8.9 - Захист від малого струму к.з. за витримкою часу

Якщо такий захист виконується на звичайних реле, то зважаючи на їх часте спрацьовування (особливо реле часу) вона швидко виходить з ладу.

Є напівпровідникові реле, що не мають механічних частин, і максимальний струмовий захист з витримкою часу, зібраний на таких реле, має необхідну надійність в роботі. В той же час у захисту є принциповий недолік: за час, протягом якого відбудеться відключення пошкодженої ділянки, може відбутися перепал контактного проводу, якщо к. з. супроводжується електричною дугою або контактний провід нагріється до неприпустимої температури. Живлення реле від шунта, хоч і надійне, але призводить до додаткових втрат енергії, оскільки шунт повинен бути розрахований на відносно великі втрати напруги (до 1,0 В).

*Відмінність швидкості наростання струму к.з. у живильній лінії і швидкості наростання струму навантаження.* Як правило, швидкість наростання струму навантаження менше швидкості наростання струму к. з., оскільки в колі навантаження включена індуктивність тягових двигунів.

Практично такий захист здійснюють підключенням паралельно відключаючій котушці направлено швидкодіючого автоматичного вимикача індуктивного шунта, який виконують у вигляді шини, на яку надягають пакети пластин з трансформаторної сталі.

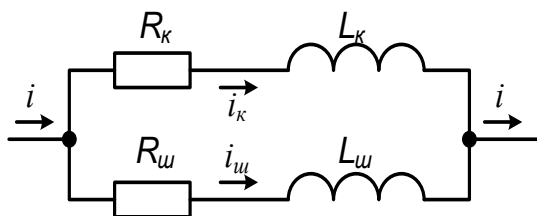


Рис.8.10 – Схема заміщення швидкодіючого автоматичного вимикача з індуктивним шунтом:  $i$  – струм у колі живильної лінії;  $i_k$  – струм у вимикаючій котушці;  $i_u$  – струм в індуктивному шунті;  $R_k$  і  $R_u$  – опір відповідно вимикаючої котушки і індуктивного шунта;  $L_k$  і  $L_u$  – індуктивність відповідно вимикаючої котушки і індуктивного шунта.

Для схеми заміщення (рис. 8.10) можна скласти рівняння [3]:

$$L_k \cdot \frac{di_k}{dt} + R_k \cdot i_k = L_u \cdot \frac{di_u}{dt} + R_u \cdot i_u, \quad (8.10)$$

$$i = i_k + i_u.$$

Розв'язуючи цю систему рівнянь, одержимо:

$$(L_k + L_u) \frac{di_k}{dt} - L_u \frac{di_u}{dt} = R_u \cdot i_u - (R_k + R_u) \cdot i_k. \quad (8.11)$$

Оскільки  $L \frac{di}{dt}$  у перехідному процесі в багато раз більше втрати напруги на активних опорах, можна прийняти, що

$$(L_k + L_u) \frac{di_k}{dt} - L_u \frac{di_u}{dt} = 0, \quad (8.12)$$

$$i_k = \frac{L_{ш}}{L_k + L_{ш}} \cdot i_0. \quad (8.13)$$

У виразі (8.13)  $i_0$  - струм у відключаючій котушці до моменту к.з.

З виразу (8.13) виходить, що якщо  $L_{ш} \gg L_k$ , все значення приросту струму при перехідному процесі протікатиме через відключаючу котушку швидкодіючого вимикача. В той же час слід зазначити, що в окремих випадках перехідний процес при віддаленому к.з. і при перевантаженні струм протікає майже однаково, як через котушку, так і через шунт, що затрудняє чітко визначення аварійної ситуації. Тому такий захист застосовують тільки для збільшення надійності спрацьовування БВ і найчастіше — в тяговій мережі магістральних залізниць постійного струму.

Захист — *по стрибку струму* — заснований на тому, що при виникненні к.з. приріст струму буває, як правило, вищим, ніж при зміні навантаження. Зміну струму навантаження визначають зміною струму одного потягу, яка відносно невелика. Для того, щоб захист чітко спрацював, необхідне дотримання умови:

$$\Delta I_{кз} > K_{зап} \Delta I_n, \quad (8.14)$$

де  $\Delta I_{кз}$  - приріст струму при виникненні замикання в найвіддаленішій точці ділянки живлення, А;

$\Delta I_n$  - найбільш вірогідний приріст струму в навантаженні, А;

$K_{зап}$  - коефіцієнт запасу; визначає надійність роботи захисту ( $K_{зап} = 1,2 - 1,3$ ).

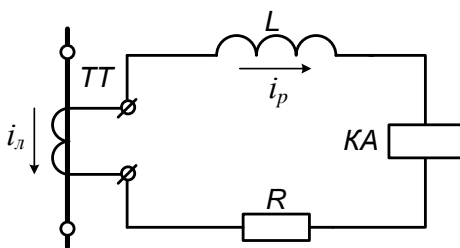


Рис. 8.11 - Принцип дії захисту по стрибку струму

Захист по стрибку струму може бути виконаний за схемою (рис.8.11) [3] з використанням трансформатора струму  $TT$  і поляризованого струмового реле  $KA$ . Поляризоване реле необхідне, щоб захист спрацьовував тільки на позитивний стрибок струму.

Щоб магнітопровід трансформатора струму не насичався, він повинен мати повітряний зазор.

Якщо струм живильної лінії  $I_n$ , що протікає первинною обмоткою трансформатора струму, не змінюється, то електрорушійна сила (е.р.с.) вторинної обмотки  $e$  дорівнює нулю; при зміні  $i_n$  у вторинній обмотці виникає е.р.с.

$$e = M \frac{di_n}{dt}, \quad (8.15)$$

де  $M$  - взаємна індуктивність обмоток трансформатора струму.

Під дією е.р.с. у вторинному контурі з сумарною індуктивністю  $L$  і опором  $R$  виникне струм  $i_p$ , для контуру буде справедливий вираз:

$$R \cdot i_p + L \frac{di_p}{dt} = M \frac{di_n}{dt}, \quad (8.16)$$

або, прийнявши, що  $\tau_p = L/R$ — постійна часу вторинного контуру, одержимо

$$i_p + \tau_p \frac{di_p}{dt} = \frac{M}{R} \cdot \frac{di_n}{dt}. \quad (8.17)$$

Якщо вибрати значення  $\tau_p$  достатньо великим, то можна буде нехтувати першим членом у виразі (8.17), тоді

$$di_p = \frac{M}{R \cdot \tau_p} di_n, \quad (8.18)$$

звідки витікає, що

$$i_p = \frac{M}{L} \int_{i_{n1}}^{i_{n2}} di_n, \quad (8.19)$$

де  $i_{n1}$  і  $i_{n2}$ — сталі значення струму живильної лінії на початку і в кінці перехідного процесу.

Після інтегрування маємо, що

$$i_p = \frac{M}{L} \cdot \Delta i_n, \quad (8.20)$$

де  $\Delta i_n$  - стрибок струму живильної лінії.

Значення стрибка струму при к.з.  $\Delta I_{кз}$  може бути визначене з еквівалентної схеми (рис.8.12) [3], якщо вважати, що в місці к.з. прикладається напруга  $U_{кз}$ , зворотна за знаком напрузі КМ в місці к.з. до його виникнення, а дійсні навантаження від потягів замінити їх динамічними опорами  $R_d$ , що дорівнюють

$$R_d = R_{до} + \frac{de}{dI}, \quad (8.22)$$

де  $R_{до}$  - дійсний опір силового кола поїзду, Ом;

$e$  - е.р.с. двигунів поїзду, що приведена до його струмоприймача, В.

$R_{gm}$  - опір поїзду, Ом.

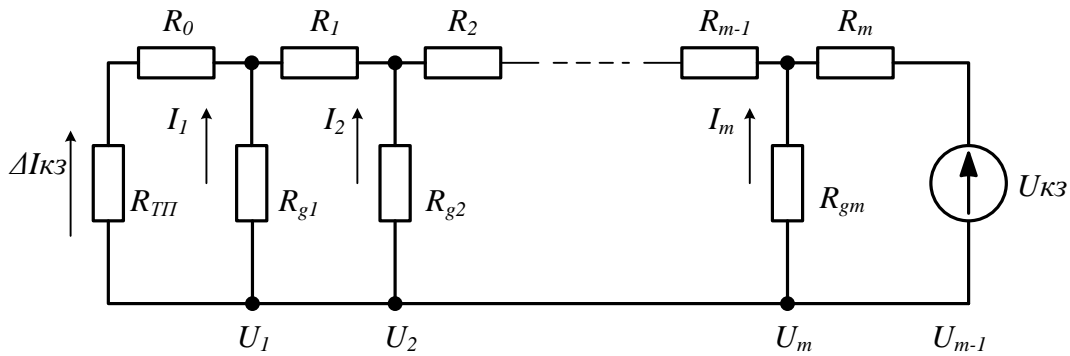


Рис.8.12 - Схема заміщення тягової мережі для визначення стрибка струму

Результати розрахунків показують, що приріст струму при к.з. більший, ніж при навантаженні, тоді як швидкість наростання струму віддаленого к.з. співрозмірна зі швидкістю наростання струму навантаження або навіть менше за неї. Тому захист, що побудований на вимірюванні стрибка струму, надійніший, ніж захист, який заснований на вимірюванні швидкості наростання струму. Крім того, він має необхідну швидкодію.

При двосторонньому живленні захист по стрибку струму, як правило, непрацездатний, тому що при будь-якому відключенні живлення з другого боку ділянки одержуємо кидок струму, що викликає помилкове спрацювання захисту.

При виникненні к.з. в окремій точці ТМ, тобто при малому струмі к.з., і неспрацюванні максимального захисту небезпечним є перегрів контактного проводу. При перегріві КП втрачає свої механічні властивості, починає подовжуватися і можливий його обрив. Тому при створенні захисту від малих струмів к.з. в першу чергу прагнуть знеструмити саме КП, щоб уникнути надмірного нагріву, тобто здійснити своєчасне відключення аварійної ділянки КМ.

В основу такого захисту входять електронні моделюючі пристрої, що дозволяють забезпечити безперервне стеження за тепловим станом КП. В основу такого пристрою може бути покладена властивість електричного RC-ланцюга, напруга на конденсаторі якого змінюється за експоненціальним законом подібно до експонента нагрівання й охолодження КП.

Можливий простіший і достатньо надійніший пристрій, коли в розтин живильної лінії включають відрізок КП того ж типу і перерізу, як і КМ. При нагріванні відбувається подовження цього відрізка проводу і при певному подовженні, яке відповідає небезпечній температурі, він натискає на мікровимикач, що подає сигнал на відключення лінійного вимикача.

Кожний з розглянутих видів захисту від малих струмів к.з. має свої достоїнства й недоліки. Тому доцільно їх застосування в комплексі, але це зменшує надійність, ускладнює настройку захисту і збільшує її вартість. Доцільнішим в цьому випадку є застосування мікропроцесора як елементу захисту, працюючого на порівнянні реального режиму з допустимими. При будь-якій відмінності цих режимів система дає сигнал на відключення лінійного вимикача. Така система захисту знаходиться у стадії розробки.

### ***Контрольні питання до розділу 8***

1. Які види замикання в тяговій мережі?
2. Які існують захисти від струмів к.з.?
3. У чому полягає нестійкість к.з. у ТМ?
4. Призначення АПВ.
5. Як аналітично визначаються струми к.з. і дати характеристику параметрів, що входять у формулу?
6. У чому особливості розрахунку струмів к.з.?
7. У чому полягає необхідність визначення сталих струмів  $I_{к.з. \max}$  й  $I_{к.з. \min}$ ?
8. Умова надійної роботи захисту від струму к.з.?
9. Як визначається струм уставки лінійного вимикача?
10. Пояснити поняття “мертва зона”.
11. Які існують способи усунення “мертвих зон” без додаткових захистів від малих струмів короткого замикання?
12. Принцип роботи короткозамикачів.
13. Як визначається струм уставки короткозамикачів?
14. У яких випадках застосовуються пости секціонування?
15. Умова застосовності посту секціонування?
16. Дати поняття “стрибок струму” живильної лінії.
17. Пристрій захисту по нагріванню КП.
18. У чому перевага захисту “по стрибку струму” стосовно захисту, заснованої на зміні швидкості наростання струму.

## Розділ 9. Блукаючі струми

### 9.1. Аналіз блукаючих струмів

Одним з основних недоліків рейкового електричного транспорту є те, що протікаючи по рейках тяговий струм створює в них втрату напруги, яка через перехідний опір «рейка - ґрунт» прикладається до ґрунту і до різних підземних споруд, що знаходяться поблизу рейкового полотна. Це призводить до витікання струму з рейок, а в разі відсутності спеціальних заходів протікає підземними металевими спорудами. Тяговий струм у цьому випадку поділяють на дві частини, одна з яких протікає рейками, а інша – відгалужується від них і протікає ґрунтом. Струми, що відгалузилися від рейкової мережі в ґрунт, називають *блукаючими*. Виділяють характерні ділянки рейкової мережі – сферу, де рейки мають потенціал вищий, ніж ґрунт, звуть *анодною зоною* (рис. 9.1). У цій частині ділянки блукаючі струми відгалужуються з рейкового полотна. Сфера, де ґрунт має потенціал вищий, ніж рейка, називають *катодною зоною*. Блукаючі струми на цій ділянці повертаються з ґрунту до рейок. Між анодною і катодною зоною утворюється сфера, в якій потенціали рейкової мережі і ґрунту однакові - це *зона нульового потенціалу* (нейтральна зона) [3,6,26].

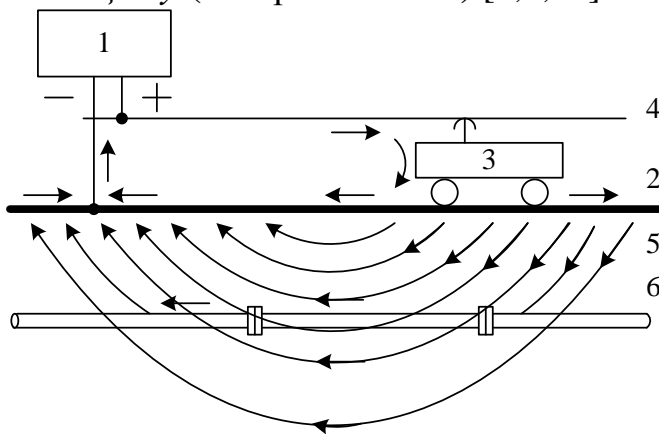


Рис. 9.1 - Схема протікання блукаючих струмів:  
1 – тягова підстанція; 2 – рейки; 3 – рухомий склад; 4 – контактний провід; 5 – ґрунт; 6 – підземні спорудження

Як видно з рис.9.1, розташування анодної і катодної зони на підземній споруді протилежні. У разі позитивної полярності рейкова мережа в режимі тяги поблизу пункту приєднання негативної живильної лінії до рейкової мережі є катодна зона, а на підземній споруді — анодна. Катодна зона на підземній споруді і, відповідно, анодна на рейках переміщуватимуться у міру зміни розташування тягових навантажень.

Такі зони називають блукаючими. Таким чином, на підземній споруді анодна зона буде відносно стабільно розташовуватися поблизу пункту приєднання, а катодна зона переміщуватиметься. Як уже відмічалось вище, найбільш небезпечною зоною для металевих споруд є анодна зона.

Шунтуючий ефект ґрунту вносить незначні кількісні зміни в електричні процеси у ТМ. Його вплив на втрати напруги до струмоприймача потягів і розподіл струму у колі – незначний. Але протікання струму підземними спорудами наносить їм значних збитків.



У результаті розчинення у волозі ґрунту солей, лугів, кислот у місцях входу і виходу блукаючих струмів, на межі між металом і ґрунтом відбуваються електричні процеси. Найбільш небезпечними є зони виходу струмів з металевих споруд, оскільки в цих місцях відбувається електролітичне роз'їдання металу. У загальному випадку розрахунок блукаючих струмів представляє дуже складну задачу. Знайти простий спосіб точного врахування впливу на блукаючі струми безупинного переміщення і зміни тягових навантажень, мінливості змін перехідного опору  $R_{p-z}$  і неоднорідної провідності самого ґрунту подовж шляху дуже складна, практично нерозв'язна задача. Знайти такі допущення для спрощення методики дослідження, які не вносять серйозні похибки в кінцеві результати, - одна із задач. Теоретично найбільш складною задачею є визначення шунтуючого впливу ґрунту. В умовах міського транспорту рейкові лінії мають дуже розгалужену схему і складний контакт із ґрунтом. Сам ґрунт неоднорідний на окремих ділянках шляху; його електроопір неоднаковий через різні властивості ґрунту, та неоднакову вологість верхніх і нижніх шарів узимку; розходження властивостей ґрунту по глибині.

Для інженерних методів розрахунку шунтуючий вплив ґрунту можна представити рейковий шлях у вигляді лінії з розподіленими подовжніми і перехідними опорами як нескінченну провідність (рис.9.2) [3,6].

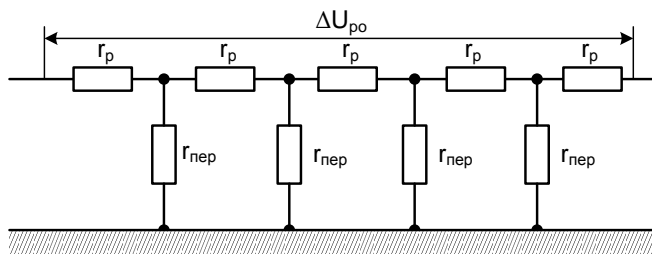


Рис.9.2 - Схема заміщення рейкової колії:  $r_p$  - опір 1км рейкової мережі, Ом/км;  $r_{пер}$  - перехідний опір «рейка- ґрунт», Ом·км.

Перехідний опір  $r_{пер}$  містить у собі: опір шпал, баластного шару з урахуванням опору переходу між рейками і шпалами, шпалами і баластом, а також опором розтікання струму в ґрунті. Поряд з первинними параметрами  $r_{пер}$  і  $r_p$  у теорії блукаючих струмів застосовують вторинні параметри:

коефіцієнт загасання (характеристика витоку):  $p = \sqrt{\frac{r_p}{r_{пер}}}$ , км<sup>-1</sup> і хвильовий

опір  $m = \sqrt{r_p \cdot r_{пер}}$ , Ом.

Розрахункова шунтуюча дія ґрунту може бути оцінена відношенням втрати напруги в рейках на розрахунковій ділянці, знайдено з врахуванням шунтуючого опору ґрунту  $I_{пер}$  до втрати напруги при ізоляваній від землі рейки, тобто при  $r_{пер} = \infty$ . Позначимо це відношення  $\Delta U_{po}$ . Чим більше  $\Delta U_{po}$ , тим менша частина струмів, що відгалужуються в землю і, навпаки, чим менше  $\Delta U_{po}$ , тим більше блукаючі струми.

Визначення блукаючих струмів за даною схемою зводиться до знаходження потенціалу рейок щодо ґрунту.

В таблиці 9.1 [4] наведені дані найменших і найбільших значень величин  $r_p$  та  $r_{пер}$ .

Таблиця 9.1 – Дані найменших і найбільших значень величин

Вид транспорту	пора року	$r_p$ Ом/км	$r_{пер}$ Ом·км	$p$ , км <sup>-1</sup>	$m$ , Ом	$L$ , км	$\Delta U_{ро}$
Трамвай	Літо	0,009	0,06	0,39	0,023	1,5/3,0	0,97/0,58
	Зима	0,002	4,5	0,04	1,18	1,5/3,0	0,999/0,94
Магістральний	Літо	0,01	0,2	0,12	0,084	1,5/30	0,8/0,27
	Зима	0,008	150	0,007	1,1	1,5/30	0,99/0,9

Графік, що відображає цю залежність для різних точок рейкової мережі, називають потенційною діаграмою (рис.9.3) [4].

Одержання точного аналітичного вираження потенційної діаграми навіть для такої ідеалізованої схеми важко з двох обставин:

- складності визначення струмів у рейках з обліком шунтуючої дії ґрунту;
- складності обліку беззупинного переміщення і зміни тягових навантажень рейкової мережі.

## 9.2. Потенційна діаграма однобічного живлення при рівномірно розподіленому навантаженні

Як уже повідомлялось, для міських умов рейкового транспорту витік струму з рейок у землю не перевищує декількох % від тягового струму, що дозволяє прийняти допущення, що закон зміни втрати напруги в рейках по довжині шляху, визначають тільки тяговим струмом навантажень, тобто рейки як би ідеально ізольовані від землі.

З урахуванням цього допущення знайдені аналітичні вираження для потенційних діаграм і значень блукаючих струмів при рівномірно розподіленому і зосередженому навантаженню, розташованої на кінці рейкової консолі.

При рівномірно розподіленому навантаженні й однобічному живленні (рис. 9.3) струм у рейках на відстані « $x$ » від пункту приєднання [3]:

$$I_x = i_{pp} (L - x), \text{ А;} \quad (9.1)$$

де  $i_{pp}$  - рівномірно розподілений струм, А/м;  
 $L$  - довжина ділянки, м.

Втрата напруги  $\Delta U_x$  на ділянці рейкової мережі « $x$ » від пункту живлення, В:

$$\Delta U_x = \int_0^x i_{pp} (L - x) r_p dx, \quad (9.2)$$

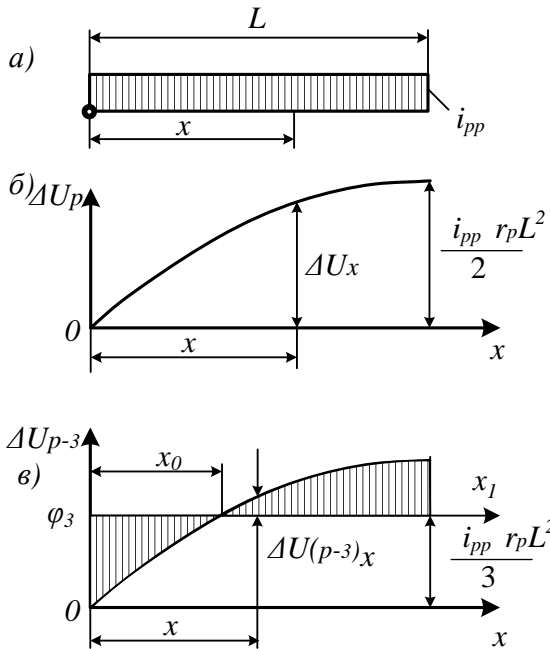


Рис. 9.3 – Схема до побудови потенційної діаграми при рівномірно розподіленому навантаженні: а – схема ділянки; б – залежність  $\Delta U_p(x)$ ; в – залежність  $\Delta U_{p-3}(x)$ .

Розв'язуючи це рівняння, одержуємо параболічну залежність  $\Delta U_x$  від координати « $x$ »:

$$\Delta U_x = I_{pp} \cdot r_p \cdot (L \cdot x - x^2 / 2), \quad (9.3)$$

Повна втрата напруги на всій ділянці рейкової мережі вийде при підстановці у вираз (9.3)  $x = L$ , В:

$$\Delta U_p = \frac{1}{2} i_{pp} \cdot r_p \cdot L^2. \quad (9.4)$$

Як указувалося раніше, потенційна діаграма являє собою функцію розподілу нульового потенціалу землі  $\Delta U_{p-3}(x)$ . Тому, визначивши розташування нульового потенціалу землі, одержуємо вихідну потенційну діаграму. Цілком очевидно, що лінія нульового потенціалу  $\phi_3 x$ , на

всій ділянці  $L$  виявилася рівною. У протилежному випадку не спостерігалася б рівність струмів, відгалужених з рейок. Для цієї умови лінія  $\phi_3 x_1$  повинна пройти на відстані  $1/3 i_{pp} r_p^2$  від початку відліку.

Для одержання потенціалу рейки щодо землі в будь-якій точці рейкового полотна необхідно вимірити координату  $\Delta U_{(p-3),x}$ , що вкладена між лінією нульового потенціалу й отриманого раніше параболою. Аналітичне вираження має вигляд:

$$\Delta U_{(p-3),x} = i_{pp} \cdot r_p \left( L \cdot x - \frac{x^2}{2} \right) - \frac{1}{3} i_{pp} \cdot r_p \cdot t^2. \quad (9.5)$$

Потенційна діаграма показує зони виходу струму з рейок у ґрунт і повернення із ґрунту в рейки (рис.9.3).

Для отримання координати нейтрального переріз  $x_0$  необхідно прирівняти (9.5) до нуля і вирішити його відносно  $x_0$ :

$$x_0 = \left( 1 - \frac{\sqrt{3}}{3} \right) L. \quad (9.6)$$

Потенційна діаграма дозволяє визначити блукаючий струм, що відгалузився від будь-якої ділянки рейкової мережі.

Якщо приймати, що перехідний опір  $r_{nep} = \text{const}$  для даної ділянки, елементарне значення блукаючого струму в будь-якій точці, що розташована на відстані « $x$ » від початку відліку, складе:

$$dI_{\text{бл}} = \frac{\Delta U_{(p-3),x}}{r_{\text{пер}}} dx. \quad (9.7)$$

Сумарне значення блукаючого струму для ділянки в цілому знаходять інтегруванням (9.7) від 0 до  $x_0$  :

$$I_{\text{бл}} = -\frac{i_{pp} r_p}{r_{\text{пер}}} \int_0^{(1-\frac{\sqrt{3}}{3})L} (L \cdot x - \frac{x^2}{2} - \frac{L^2}{3}) dx = \frac{\sqrt{3} \cdot i_{pp} \cdot r_p \cdot L^3}{27 \cdot r_{\text{пер}}}. \quad (9.8)$$

Знак «мінус» показує, що струм в катодній сфері рейкової мережі тече з ґрунту в рейки, тобто має протилежне значення струму анодної зони.

Використовуючи у виразі (9.8) коефіцієнт затухання  $p$ , одержимо:

$$I_{\text{бл}} = \frac{\sqrt{3} \cdot i_{pp} \cdot p^2 \cdot L^3}{27}. \quad (9.9)$$

### 9.3. Потенційні діаграми однобічного живлення при зосередженому навантаженні

У випадках зосередженого навантаження, що розташоване на кінці консолі, струм в рейках в будь-якому перерізі дорівнює струму зосередженого навантаження (рис.9.4).

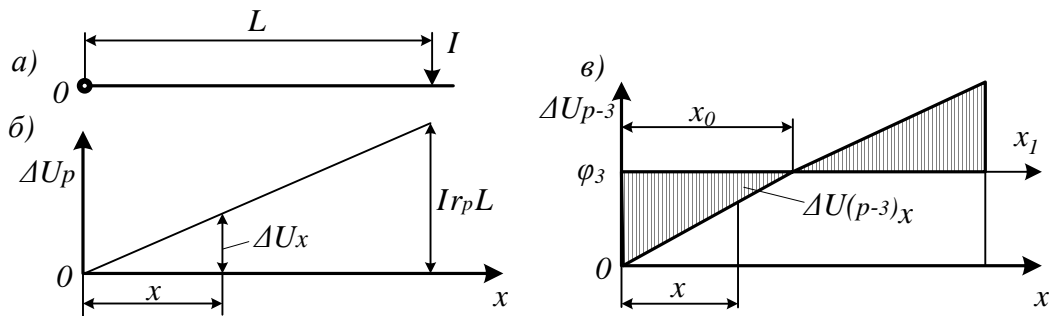


Рис.9.4 - Схема зосередженого розвантаження в рейковій мережі: а – схема ділянки; б – залежність  $\Delta U_p(x)$ ; в – залежність  $\Delta U_{p-3}(x)$ .

Втрати напруги на ділянці завдовжки « $x$ », В:

$$\Delta U_x = I \cdot r_p \cdot x. \quad (9.10)$$

Повна втрата напруги на всій ділянці рейкової мережі, В:

$$\Delta U_p = I \cdot r_p \cdot L. \quad (9.11)$$

Як видно із наведеного вище, втрата напруги  $\Delta U_p$  змінюється пропорційно відстані « $x$ » від пункту живлення. Лінія нульового потенціалу в цьому випадку відстає від прийнятого початку відліку на відстань  $1/2 \cdot I \cdot r_p \cdot L$ . Тоді аналітичний вираз для потенційної діаграми нульової лінії  $\phi_3 x_I$  набуде вигляду:

$$\Delta U_{(p-3),x} = I \cdot r_p \cdot x - \frac{I \cdot r_p \cdot L}{2}. \quad (9.12)$$

Координата нейтрального перерізу  $x_o$  (9.6) буде дорівнювати  $L/2$ , тоді сумарне значення блукаючих струмів для ділянки в цілому:

$$I_{\text{бл}} = -\frac{I \cdot r_p}{r_{\text{пер}}} \int_0^{\frac{L}{2}} \left(x - \frac{L}{2}\right) dx = \frac{I \cdot r_p \cdot L^2}{8 r_{\text{пер}}} = \frac{I \cdot p^2 \cdot L^2}{8}. \quad (9.13)$$

З виразів (9.9) і (9.13) випливає, що блукаючий струм при рівномірно розподіленому і зосередженому навантаженнях пропорційний довжині ділянки, втраті напруги в рейках і обернено пропорційний перехідному опору «рейки – земля». На рис.9.5 розглядалися відособлені ділянки з одностороннім живленням і з одним пунктом приєднання НЖЛ. В реальності рейкова мережа не секціонується і одна тягова підстанція може жити декілька ділянок. Тому струморозділ в рейках і негативному кабелі в зоні живлення кожної окремої підстанції розраховують незалежно від режиму роботи контактної і живильної мережі, тобто визначається тільки параметрами негативних ліній і рейкової мережі.

#### **9.4. Потенційна діаграма схеми двостороннього живлення при зосередженому і рівномірно розподіленому навантаженні**

У випадках двостороннього живлення ділянки або за наявності декількох негативних кабелів, що підключені до різних точок рейкової мережі, задача визначення блукаючих струмів зводиться до приведення загальної схеми до декількох схем, що є відособленими консольними ділянками з одним пунктом приєднання і розрахунку за виведеними раніше формулами.

Схема двостороннього живлення при одному зосередженому навантаженні легко приводиться до двох відособлених консольних ділянок, якщо прийняти, що опори тягових підстанцій, а також живильних ліній, дорівнюють нулю і напруга на шинах підстанцій однакова (рис.9.5,а). За цих умов потенціали пунктів приєднання негативних живильних ліній (ОП1 і ОП2) до рейкової мережі будуть дорівнювати один одному за будь-якого розташування зосередженого навантаження.

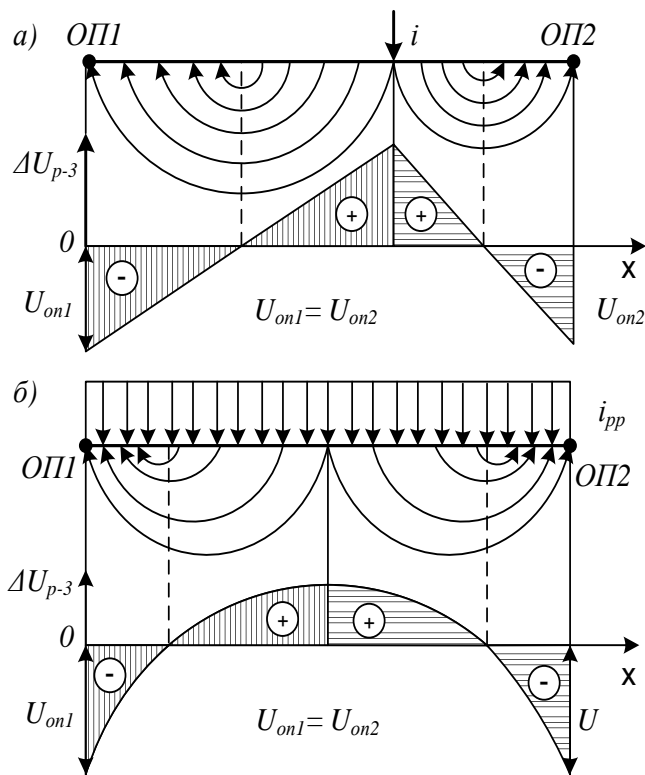


Рис. 9.5 - Діаграма при двох еквіпотенціальних пунктах приєднання:

- а) при зосередженому навантаженні;
- б) при рівномірно розподіленому навантаженні

Для прикладу розглянемо схему двостороннього живлення при зосередженому навантаженні і схему з двома пунктами приєднання негативних кабелів до рейкової мережі для випадку рівномірно розподіленого навантаження (рис.9.5,б). Тоді точка струморозділу знаходиться посередині між пунктами ОП1 і ОП2, а зосереджене навантаження розділиться обернено пропорційно відстані до пунктів приєднання, тобто так, що втрати напруги від точки струморозділу до підстанцій будуть однакові.

Як видно зі схеми (рис.9.5,б) з однією тяговою підстанцією і двома еквіпотенціальними пунктами приєднання НЖЛ до рейкової мережі при рівномірно

розподіленому навантаженні, точка струморозділу знаходиться посередині між пунктами ОП1 і ОП2. Відповідно до цього, втрата напруги в рейках від струморозділу до кожного з пунктів приєднання будуть однакові. Отже, кожна половина схеми може розглядатися як відособлена консольна ділянка.

Потенційна діаграма всієї ділянки має також два нейтральні перерізи. Усередині ця діаграма розділена вертикальною лінією на рівні симетричні частини. Блукаючий струм для кожної половини ділянки розраховують за виразом (9.9).

Всі потенційні діаграми, розглянуті вище, були побудовані без урахування шунтуючої дії ґрунту. Вплив ґрунту на потенційні діаграми позначається в деякому зменшенні втрати напруги в рейках і спотворенні форми діаграми, яка одержана за умов, що ідеалізуються.

На рис.9.6 [3,4] приведені потенційні діаграми для рейкової мережі  $\Delta U_{(p-3)}(x)$  і для металевої підземної споруди  $\Delta U_{пс-3}(x)$ , що розташована в безпосередній близькості від рейок і неізолюваного від землі для випадку зосередженого навантаження і з урахуванням шунтуючого впливу ґрунту.

Блукаючі струми, потрапляючи в металеву споруду і протікаючи нею, створюють в ній втрату напруги. Отже, на всьому протязі дії блукаючого струму між спорудою і ґрунтом утворюється різниця потенціалів.

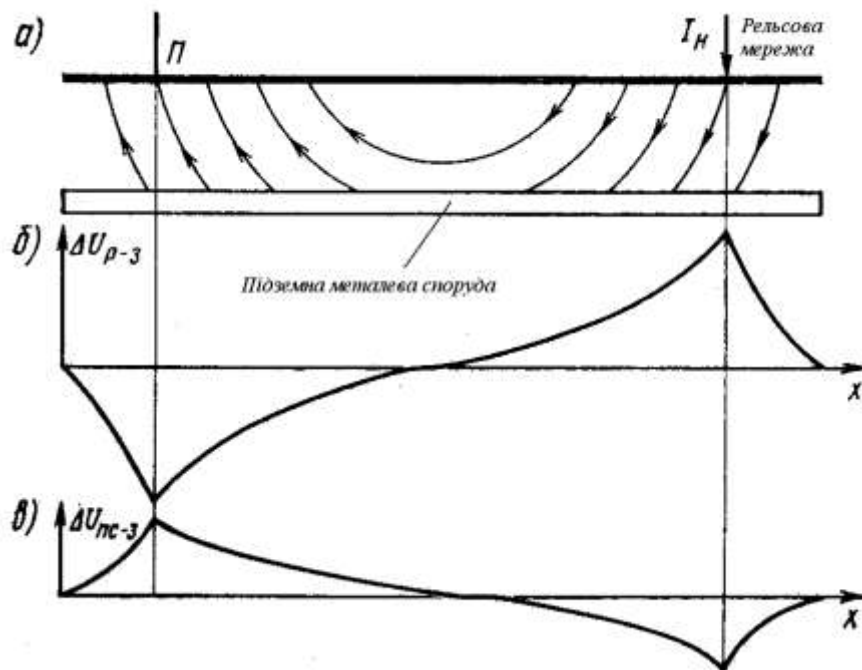


Рис. 9.6 - Потенційні діаграми з урахуванням шунтуючого впливу ґрунту

Потенціали рейок і споруди по відношенню до навколишнього ґрунту звичайно протилежні. Тому сфера анодної зони для рейкової мережі відповідає катодній зоні підземної споруди.

### 9.5. Вплив різних чинників на блукаючі струми в землі

Для кожного виду електрифікованого рейкового транспорту найбільш характерним показником, що виражає його «інтенсивність», як джерела блукаючих струмів, перш за все є відношення сумарного струму витoku до тягового навантаження даної ділянки [4].

Показниками відносної інтенсивності витoku тягових струмів є:

- для зосередженого навантаження:

$$\eta = I_{\Sigma Y} / I ; \quad (9.14)$$

- для рівномірно розподіленого навантаження (РРН)

$$\eta = I_{\Sigma Y} / i_n \cdot L . \quad (9.15)$$

За цим показником зручно судити про ефективність тих чи інших заходів, що вживають для обмеження витoku тягових струмів.

Розглянемо як впливають на цей показник такі основні показники, як первинні параметри рейкової мережі, віддалення тягового навантаження від пункту живлення, відстань між підстанціями, режим роботи тягових підстанцій, заземлення рейкової мережі і т.д.

З первинних параметрів рейкова мережа найбільш схильна до зміни перехідного опору: навіть нормовані значення для різних видів транспорту можуть відрізнятися на один-два порядки.

Оскільки сумарний струм виток визначають через сукупний показник первинних параметрів – коефіцієнт розповсюдження рейкової мережі  $\alpha_p = \sqrt{r_p / r_{p-3}}$ , можна розглядати зміну  $r_{p-3}$  (при постійних значеннях  $r_p$ ).

Представлені на рис.9.7,а, [4] результати розрахунку показника відносної інтенсивності виток залежно від  $r_{p-3}$  одержані для реального діапазону відстаней між підстанціями даних видів електричного транспорту.

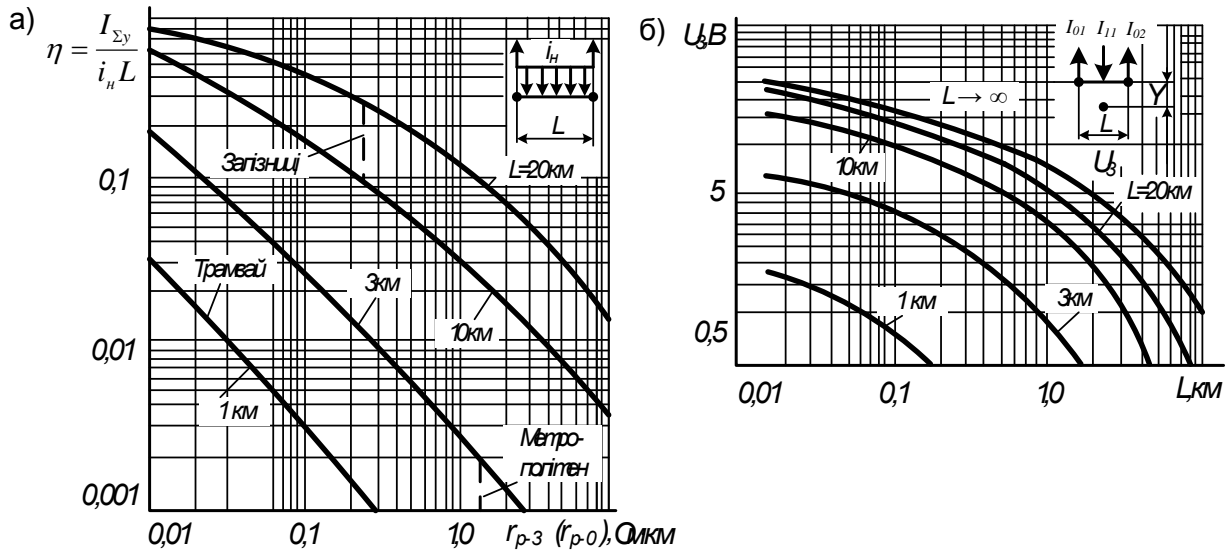


Рис. 9.7 - Зміна показника відносної інтенсивності витікання (а) і потенціалів точок землі при варіаціях  $r_{p-3}$

Як бачимо, при реальних відстанях між підстанціями і витримці нормованих перехідних опорів (штрихова лінія) на залізниці струм виток складає 10 – 30%, трамвая 1 – 10%, в метрополітенах 0,1 - 0,2% сумарного тягового навантаження.

Цікавий той факт, що, не дивлячись на більший (на порядок) перехідний опір рейок залізниці в порівнянні з перехідним опором трамваїв, показник відносної інтенсивності виток залізниці вище, ніж у трамвая. Це пояснюється переважаючим впливом на цей показник відстані між підстанціями. З огляду на те, що  $\eta$  залежить від  $\alpha_p \cdot L$  або від  $\sqrt{\frac{r_p}{r_{p-3}}} L$ , зміна  $L$  у першому ступені за

впливом на струми виток еквівалентна квадратичній зміні  $r_{p-3}$ .

Залежність  $\eta(L)$  (рис.9.8) ілюструє, як впливає збільшення відстані між підстанціями на блукаючі струми. Взагалі, віддалення тягового навантаження від джерела живлення є чинником, який сильно активізує витік струму з рейок.

Причому, чим нижче  $r_{p-3}$ , тим це помітніше: при віддаленні на 1 км вже 40% струму трамвая проходить по землі; а при 5 км – більше 90%; для



залізниці відповідно 1км-13%; 5км – 50%; для метрополітенів 1км – 5,5% і 5км – 25%.

Із зменшенням  $L$  як би звужується і зона розповсюдження блукаючих струмів убік від рейок джерела.

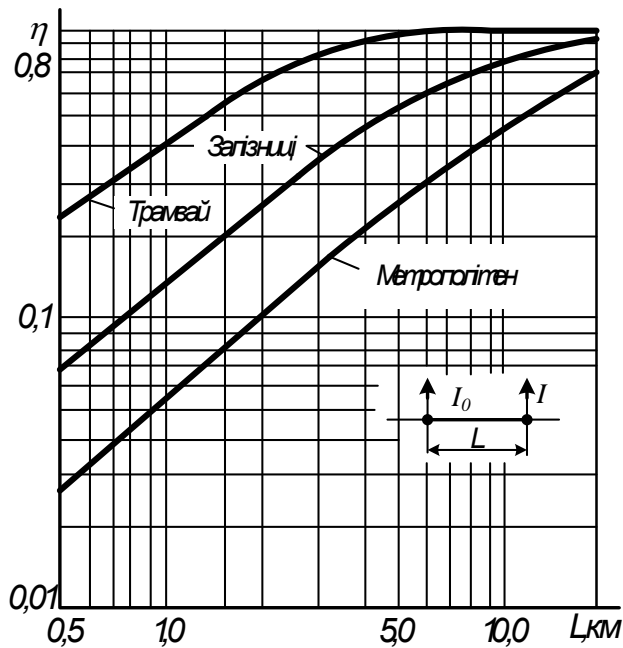


Рис. 9.8 - Зміна показника відносного витікання при видаленні тягового навантаження від пункту живлення

На рис.9.7,б представлений потенціал точок землі при одному і тому ж тяговому навантаженні, але з тим, що змінюється  $L$ . Із зменшенням  $L$  спостерігається як зниження значень потенціалів, струм і активніше загасання їх убік від шляху.

Сукупність викладених чинників показує, що з міркувань мінімізації блукаючих струмів і зони їх розповсюдження завжди повинна віддаватися перевага варіантам з меншими відстанями між пунктами живлення тягового навантаження, тобто з цих позицій система децентралізованого електропостачання електротранспорту

набагато переважає централізовану систему. Значення блукаючих струмів в землі залежать не тільки від розглянутих чинників, але і від характеру розподілу навантажень між підстанціями. Причому, якщо в процесі проектування системи електропостачання вибором розташування ТП можна врахувати вимоги обмеження витоку тягових навантажень, в умовах експлуатації обмежити їх значення засобами електропостачання можна, тільки задаючись таким режимом розподілу тягових навантажень між підстанціями, який відповідає умові мінімізації струмів у землі.

Кажучи про оптимізацію розподілу тягових навантажень між підстанціями, слід враховувати і такий факт, як часто спостерігається підживлення тягового навантаження іншими підстанціями з суміжних міжпідстанційних зон.

Цей режим виникає при нерівності напруги на шинах підстанцій, особливо якщо на суміжних зонах відсутнє тягове навантаження. В результаті потяг одержує частину струму від найближчій підстанції, а частину – через її шини і від суміжної. Остання складова значно віддалена від джерела живлення і дає відносний витік струму, більший, ніж перша складова. В результаті потік блукаючих струмів зростає.

## 9.6. Захист підземних металевих споруд від блукаючих струмів

Блукаючі струми трамвая, протікаючи в землі, потрапляють на прокладені під землею металеві комунікації різного призначення: газопроводи середнього і низького тиску, водопроводи, теплопроводи, силові кабелі, кабелі зв'язку і т. д., а потім знову стікають в землю. Як уже наголошувалося (розділ 9.1), на тих ділянках, де струми стікають із споруд, останні мають позитивний потенціал щодо землі, тому такі ділянки (зони) називають анодними. Електролітичне руйнування металу споруди відбувається саме в анодних зонах. Чим вища інтенсивність блукаючих струмів, тим вищий потенціал споруди в анодних зонах, більша щільність стікаючої з поверхні споруди струму, швидше руйнується метал.

Одним з найбільш ефективних способів протикорозійного захисту є ізоляція споруди від ґрунту (пасивний захист). Проте покриття, які застосовують з часом значно знижують свої ізоляційні якості. Крім того, в процесі монтажу підземних споруд можливе порушення покриття. Все це приводить до необхідності доповнення захисту ізоляційними покриттями іншими його видами.

Запобігти корозії споруди, тобто припинити стікання струму з його поверхні, можна зменшенням потенціалу споруди нижче за потенціал найближчого до споруди шару землі.

За цим принципом працюють пристрої електрохімічного захисту підземних металевих споруд. Встановлені [26,27] граничні значення поляризаційного (захисного) потенціалу.

Відповідно до стандарту на діючих сталевих ізольованих трубопроводах, що не обладнані спеціальними контрольно-вимірювальними приладами для вимірювання поляризаційних потенціалів, допускають здійснювати катодну поляризацію споруди так, щоб середні значення потенціалу труби по відношенню до мідно-сульфатного електроду порівняння (що включають поляризаційну й омичну складові) були в межах від (—0,87) до (—2,5) В [6,26].

Найбільш поширені такі основні види електрохімічного захисту (рис.9.9):

- \* *поляризований електродренаж* (рис.9.9,а, 9.11, 9.12), це електричне з'єднання споруди (на ділянці його анодної зони), що захищається, з рейками або негативною шиною тягової підстанції.

Щоб уникнути можливості протікання струму  $I$  у зворотному напрямі (від рейок до споруди) в електродренажну мережу включають напівпровідниковий діод  $D$ . Струм в колі електродренажу можна регулювати за допомогою резисторів  $R1—R3$ . Значення струму в свою чергу визначає норма встановленого захисного потенціалу;

- \* *посилений електродренаж* (рис.9.13), що є поляризований електродренаж, де замість діода і резисторів включене джерело постійного струму: трансформатор  $Tr$  з мостовою схемою випрямлення на діодах,  $UB$ . Автоматичне регулювання дренажу здійснюють за системою управління тиристорами випрямляча. Кут відкриття тиристорів випрямляча залежить від

різниці потенціалів між підземною спорудою і ґрунтом. Ця різниця потенціалів, що одержана за допомогою сталевого або такого що не поляризується електроду порівняння  $ЕС$  і посилена високоомним підсилювачем  $У$  (рис.9.13), подається на блок управління  $БУ$  тиристорним випрямлячем.

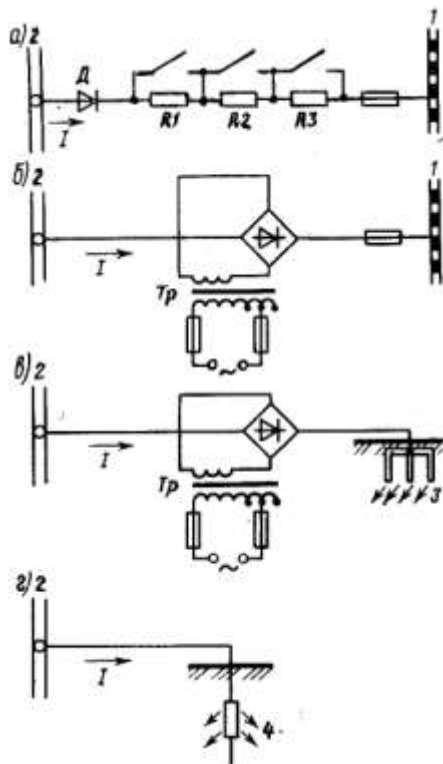


Рис. 9.9 - Принципові схеми основних видів електрохімічного захисту підземних споруд від корозії: а — поляризований електродренаж; б — посилений електродренаж; в — катодний захист; г — протекторний захист;

$I$  — рейковий шлях трамвая; 2 — підземна споруда, що захищається; 3 — анодний заземлювач; 4 — протектор

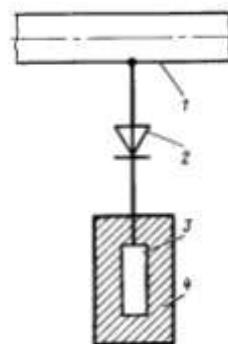


Рис.9.10 - Схема поляризованого протекторного захисту: 1 – споруда, що захищається; 2 – діод; 3 – протектор; 4 – активатор

Така схема забезпечує ефективний захист у всьому діапазоні зміни і розміщення на ділянці тягових навантажень, температури і вологості ґрунту.

Потужність джерела живлення вибирають за умови усунення анодної зони на заданій ділянці підземної споруди. Звичайно в умовах міста необхідна потужність не перевищує 2 кВА.

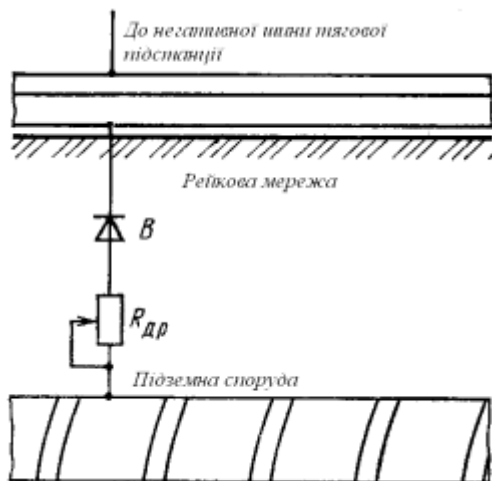


Рис. 9.11-Принципова схема поляризованого дренажу

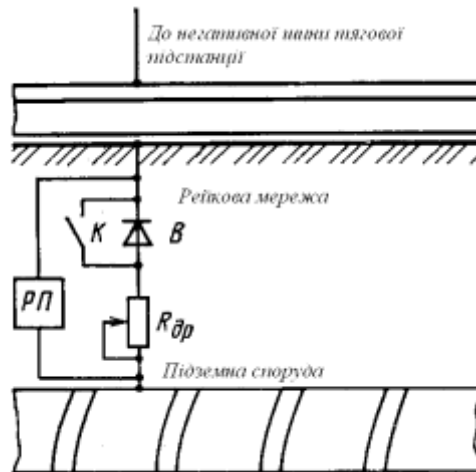


Рис. 9.12 - Принципова схема поляризованого дренажу з контактором

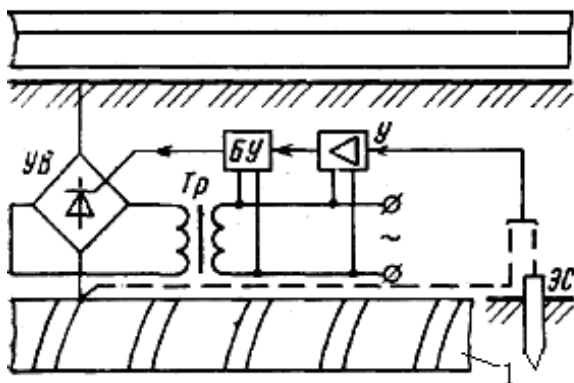


Рис. 9.13 – Принципова схема посиленого дренажу: 1 – підземна споруда

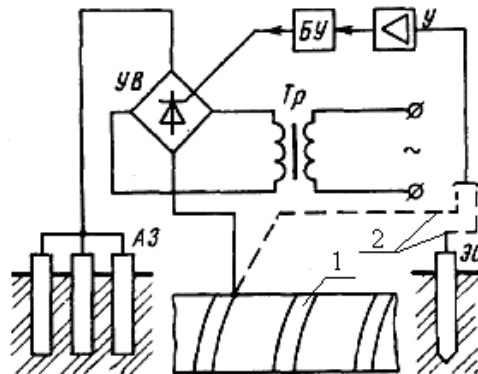


Рис. 9.14 – Принципова схема автоматичної катодної станції:  
1 – підземна споруда; 2 – контрольні жили

При великій віддаленості підземних споруд від рельсової мережі недоцільно застосовувати електричний дренаж, оскільки у разі прямого дренажу його ефективність виходить незначною, а для посиленого дренажу потрібна значна потужність джерела живлення. В цих випадках набуває широкого вживання *катодний захист* (рис.9.14). Ідея цього методу полягає в тому, що споруді, яка знаходиться під захистом, від стороннього джерела надають негативний потенціал. Струм що протікає у результаті цього до споруди, протилежний блукаючому струму в анодних зонах і компенсує його.

Промисловість випускає автоматичні катодні станції, режим роботи яких установлюють залежно від потенціалу споруди (рис.9.14). Порівнюючи схеми, зображені на рис.9.13 і 9.14, можна зробити висновок, що катодна станція відрізняється від посиленого дренажу тим, що відведення блукаючого струму зі споруди здійснюють не в рейкову мережу, а на спеціальний анодний заземлювач АЗ. Анодна зона переміщується із споруди на анодний заземлювач, при цьому відбувається, з одного боку, поступове руйнування спеціального анода, з іншого – здійснюється захист металу споруди за допомогою його катодної поляризації. Автоматичні катодні станції забезпечують високу чутливість підтримки заданого потенціалу на підземній споруді ( $\pm 50$  мВ).

Важливим елементом катодних станцій є анодні заземлювачі. Основним показником їх якості є опір розтіканню струму, що зберігається в процесі роботи заземлювача. Анодні заземлювачі звичайно виготовляються з крем'янистого чавуну, графітних і вугільних стрижнів і труб.

У ґрунтах з великим питомим опором, для зменшення опору розтіканню струму, анодні заземлювачі виконують у вигляді багатоелектродних систем.

Основним недоліком катодних станцій є швидке руйнування анодних заземлювачів. Їх заміна є досить трудомісткою і дорогою справою. Деяке подовження терміну служби заземлювачів, забезпечує його засипка коксовими дрібним камінням. Пояснюється це тим, що в цьому випадку замість іонної виникає електронна провідність.

Катодний захист (рис.9.9,в; 9.14) складається з джерела постійного струму, так званої катодної установки (станції), і анодного заземлювача. При роботі катодного захисту відбувається корозійне руйнування металу анодного

заземлювача. Посилений електродренаж є практичною установкою катодного захисту, де анодним заземлювачем служать рейкові кола. Характерною особливістю роботи посиленого електродренажу і катодної станції є споживання електричної енергії, тобто живлення їх від зовнішнього джерела.

При незначному струмі витоку з підземних споруд застосовують *протекторний захист* (рис.9.10). Суть його дії полягає в тому, що блукаючий струм, що стікає зі споруди, нейтралізує зустрічний струм від протектора, що виникає внаслідок його самоліквідації. Протектор виготовляють з металів, які мають в даному корозійному середовищі більш негативний електрохімічний потенціал, ніж потенціал металу, що захищається. Звичайно для виготовлення протекторів використовують цинк, магній, алюміній і їх сплави.

Ефективність роботи протекторного захисту залежить від різниці потенціалів між протектором і спорудою, який захищається, і опору електричного кола, що утворюється, які визначають захисний струм  $I$ . Найбільшого поширення протектори набули при захисті споруд від ґрунтової корозії, оскільки струм при протекторному захисті відносно невеликий.

Протекторний захист застосовують в окремих випадках при захисті споруд від блукаючих струмів, а саме в тих випадках, коли потенціал споруди, який захищається, невеликий (у межах до  $+0,3$  В) [6,26]. При застосуванні протекторного захисту від блукаючих струмів в коло споруда-протектор обов'язково включають діод: анод діода підключають до протектора, а катод — до споруди (рис. 8.10). За такої схеми протекторна установка автоматично починає працювати при позитивному потенціалі на споруді і перестає працювати при негативному потенціалі. Слід зазначити, що в даній схемі можна застосовувати діоди тільки з низьким прямим опором.

## 9.7. Вольтододаючі пристрої

Діючі нормативні документи з протикорозійного захисту [6] вимагають, щоб при проектуванні був передбачений загальний захист усіх комунікацій, що розташовані на даній території. Влаштування такого захисту підвищує ефективність протикорозійних заходів, скорочує капітальні й експлуатаційні витрати на захист. Разом з тим, при влаштуванні захисту ряду комунікацій повинен бути виключений його шкідливий вплив на інші споруди, що не ввійшли до даної системи захисту.

При здійсненні загального захисту декількох споруд, їх з'єднують між собою спеціальними електропровідними перемичками і захищають загальними для всіх споруд установками електрохімічного захисту.

Застосування вольтододаючих пристроїв статичних перетворювачів дозволяє добитися кращої якості захисту підземних споруд від блукаючих струмів завдяки ефективній підтримці рівності потенціалів пунктів приєднання. Крім того, вольтододаючі пристрої на базі статичних перетворювачів (в порівнянні з електромашинними) зручніші в експлуатації, мають вищу надійність [6,26].

Розглянемо принципову схему вирівнювання потенціалу негативних пунктів за допомогою статичного перетворювача (рис. 9.15) [3,4].

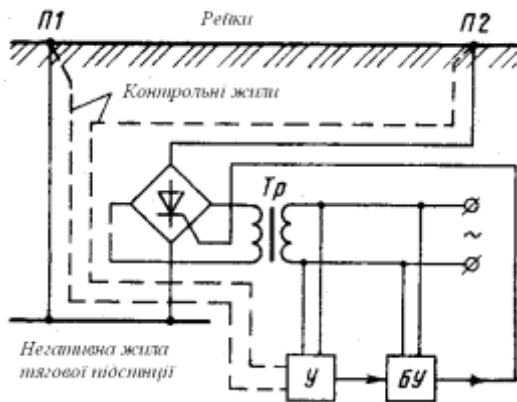


Рис.9.15 - Принципова схема вирівнювання потенціалу пунктів приєднання негативних живильних ліній за допомогою статичного вольтододаючого пристрою

До довгої кабельної лінії негативного пункту П2 включений керований випрямний міст, який одержує живлення від трансформатора Тр. Еквіпотенціальність пунктів приєднання підтримується компенсацією втрати напруги в довгому кабелі. Регулювання напруги на виході випрямляча здійснюють зміною кута відкриття тиристорів. Потенціал пунктів П1 і П2 подають контрольними жилами негативних кабелів до підсилювача У, де відбувається їх порівняння.

З виходу підсилювача сигнал подається на блок керування БУ, який керує тиристорами випрямляча. Кут відкриття тиристорів змінюється залежно від різниці потенціалів між пунктами приєднання кабелів.

Унаслідок високої чутливості електронної апаратури точність підтримки еквіпотенціальності негативних пунктів в цій схемі виходить вищою, ніж у разі електромашинного регулювання.

### Контрольні питання до розділу 9

1. Загальна схема протікання блукаючих струмів.
2. Поняття анодної, катодної й нейтральної зон.
3. Що розуміється під блукаючою зоною.
4. Спрощена схема заміщення рейкового шляху. (Дати коротку характеристику параметрів).
5. Фактори, що впливають на опір рейка - земля.
6. Потенційна діаграма при рівномірно - розподіленому навантаженні і однобічному живленні.
7. Що таке безпосередній критерій корозійної небезпеки?
8. Порядок побудови потенційної діаграми для зосередженого навантаження.
9. Порядок побудови потенційної діаграми для зосередженого навантаження при двостороннім живленні.
10. Причини виникнення зрівняльного струму.
11. До чого приводять нерівність потенціалів пунктів приєднання до рейок?
12. Що таке еквівалентний режим?
13. Способи обмеження блукаючих струмів на їхніх джерелах.
14. Пасивні міри захисту підземних споруджень від блукаючих струмів.
15. Активні міри захисту.

## Список використаних джерел

1. Афанасьев А.С., Долаберидзе Г.П. Шевченко В.В. Контактные и кабельные сети трамваев и троллейбусов. М.: Транспорт, 1979. – 330 с.
2. Князевский Б.А., Липкин Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий: Учеб. Для студ. Вузов по спец. «Электропривод и автоматизация промышленных установок» - 3-е изд., доп. – М.: Высш. Шк., 1986. – 400 с., ил.
3. Шевченко В.В., Арзамасцев Н.В., Бодрухина С.С. Электроснабжение наземного городского электрического транспорта. Учебное пособие для студентов вузов. – М.: Транспорт, 1987. – 272 с.
4. Тарнишевский М.В., Томлянович Д.К. Проектирование устройств электроснабжения трамвая и троллейбуса. – М.: Транспорт, 1986. – 376 с.
5. Байрыева Л.С., Шевченко В.В. Электрическая тяга. Городской наземный транспорт. Учебник для техникумов. – М.: Транспорт, 1986. – 206 с.
6. Инструкция по ограничению токов утечки из рельсов трамвая. – МЖКХ РСФСР. АКХ им. К.Д. Памфилова. – М.: 1983. – 46 с.
7. Правила эксплуатации трамвая и троллейбуса ГКУ по ЖКХ. К.: 1997. – 105 с.
8. Технический справочник по городскому электротранспорту. МКХ. М.: 1983. – 576 с.
9. Нормы и правила проектирования систем электроснабжения трамвая и троллейбусов / АКХ им. Панфилова – М.: АКХ, 1982. – 23 с.
10. Трамвайні та троллейбусні лінії. Вимоги до проектування. ДБН Б.2.3. – К.: Мінбуд України. 2006. – 119 с.
11. Руководство по проектированию контактных сетей трамвая и троллейбуса. МЖКТ РСФСР. ГУ ГЭТ. М.: 1980. – 146 с.
12. Закон України «Про охорону праці». К. – 2006 г.
13. Правила техники безопасности на городском электрическом транспорте.
14. Раздел III. Контактные сети. Устройства СЦБ и связи. М.: Транспорт. – 1978.
15. Щербина Я.Я. и др. Основы противопожарной защиты. К.: Стройиздат. – 1985. – 97 с.
16. Правила устройства электроустановок. Х.: Издательство «ИНДУСТРИЯ», 2007. – 416 с.
17. ДСТУ 3429-96. Електрична частина електростанції та електричної мережі. Терміни та визначення.
18. ДСТУ 2848-94. Апарати електричні комутаційні. Основні поняття. терміни та визначення.
19. Обсяг і норми випробувань електроустаткування. Вид. шосте, М.: ЕНАС, 1998. – 255 с.
20. МЖКХ Главное управление городского электротранспорта. Руководство по проектированию контактных сетей трамвая и троллейбуса. Х.: – 1996. – 140 с.

21. Технологічні карти з капітального ремонту пристроїв контактної мережі електрифікованих залізниць. Книга 1. Капітальний ремонт – К.: 2003. – 456 с.
22. Технологічні карти на роботи по утриманню та ремонту пристроїв контактної мережі електрифікованих залізниць. Книга II. Технічне обслуговування та поточний ремонт. К.: 2001. – 384 с.
23. Технологічні карти з технічного обслуговування, поточного та капітального ремонту лінійних пристроїв не тягового електропостачання на опорах контактної мережі і окремих опорах на обходах. Книга III. Технічне обслуговування, поточний і капітальний ремонт: К.: 2004. – 256 с.
24. Інструкція з технічного обслуговування і ремонту обладнання тягових підстанцій, пунктів живлення і секціонування електрифікованих залізниць: Державна адміністрація залізничного транспорту України Управління електрифікації та електропостачання. - К.: 1999. - 201 с.
25. ГОСТ 2.710 – 81 (СТ СЭВ 2182 – 80). Обозначения буквенно-цифровые в электрических схемах.
26. Электроснабжение метрополитенов. Устройство, эксплуатация и проектирование. Под редакцией Е.И. Быкова. М.: «Транспорт», 1977. – 431 с.
27. Котельников А.В. Блуждающие токи электрифицированного транспорта – М.: Транспорт, 1986. – 279 с.
28. Котельников А.В., Наумов А.В., Слободянюк Л.П.. Рельсовые цепи в условиях влияния заземляющих устройств. М.: Транспорт, 1980. – 240 с.
29. Справочник по электроснабжению железных дорог / Под ред. К.Г. Марквардта. Т.1. М.: Транспорт, 1980. – 256 с.
30. Загайнов Н.А., Финкельштейн Б.С., Кривов Л.Л. Тяговые подстанции трамвая и троллейбуса. Учебник для техникумов (Под редакцией Н.А. Загайнова) издание 4-ое перераб. и доп. М.: Транспорт, 1988. – 327 с.
31. Правила експлуатації міського автомобільного та електричного транспорту. – Х.: ХНАМГ, 2007. – 120 с.
32. [www.agaeroplast.com](http://www.agaeroplast.com).
33. FCI Elektrische 2.chemin de la gare



Навчальне видання

**ДАЛЕКА** Василь Хомич,  
**НЕМ** Валерій Костянтинович,  
**СКУРІХІН** Владислав Ігорович

## ***ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОГО ТРАНСПОРТУ***

***Навчальний посібник***

Відповідальний за випуск: *В. П. Андрійченко*

Редактор *М. З. Аляб'єв*

Комп'ютерне верстання *Л. Б. Коваленко*

Дизайн обкладинки *І. П. Шелехов*

Підп. до друку 24.10.2012 р.  
Друк на ризографі  
Тираж 300 пр.

Формат 60x84/16  
Ум. друк. арк. 7,5  
Зам. №

Видавець і виготовлювач:  
Харківська національна академія міського господарства,  
вул. Революції, 12, Харків, 61002  
Електронна адреса: [rectorat@ksame.kharkov.ua](mailto:rectorat@ksame.kharkov.ua)  
Свідоцтво суб'єкта видавничої справи:  
ДК №4064 від 12.05.2011 р.